

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	

УДК 65.011.46:622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Шатыло Сергей Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Громова Татьяна Викторовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Директор ШИП	Хачин Степан Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:

Директор ШИП

(Подпись)

(Дата)

С.В. Хачин
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ52	Шатыло Сергею Васильевичу

Тема работы:

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Технологическая схема разработки Восточно-Таркосалинского месторождения, затраты на эксплуатацию объектов строительства, данные отчетности устойчивого развития ПАО «НОВАТЭК».
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> – изучить особенности экономической оценки месторождения; – рассмотреть стадии и основные показатели экономической оценки проекта месторождения; – изучить характеристику обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения; – провести анализ экономической эффективности инвестиций на примере Восточно-Таркосалинского месторождения.
<p>Перечень графического материала</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Структура эксплуатационных расходов – Динамика капитальных вложений – Анализ себестоимости тонны добываемой нефти – Структура доходов государства – Динамика накопленных потоков наличности – Оценка чувствительности NPV20
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>А.С. Феденкова</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1 Общая методология экономической оценки месторождений и расчет доходов от эксплуатации</p>	
<p>5 General methodology of economic evaluation of deposits</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.02.2017</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Шатыло Сергей Васильевич		

Планируемые результаты обучения по ООП 38.04.02 Менеджмент (магистр)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
P2	Использовать способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
P3	Использовать способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
P4	Разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
P5	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
P6	Эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

Группа	ФИО
О-2ЭМ52	Шатыло Сергею Васильевичу

Институт	Школа инженерного предпринимательства	Кафедра	–
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Менеджмент

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
<p><i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вредных проявлений факторов производственной среды (метеословия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) - опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) - негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) - чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Работа выполнялась в офисном помещении. Рабочей зоной являлось помещение финансово-экономического отдела площадью 32 м², включающее 4 персональных компьютера, 1- принтер, 4 шкафа для документации. На производительность труда экономиста, находящегося на рабочем месте, могут влиять следующие вредные производственные факторы: отклонение температуры и влажности воздуха от нормы, недостаточная освещенность рабочего места, повышенный уровень электромагнитных излучений. Кроме того, работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате производственных аварий и пожаров.</p>
<p><i>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение. 2. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. 3. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. 4. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. 5. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление и зануление. 6. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. 7. СП 2.2.1.1312-03. Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий.

	8. СНиП II-2-80. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	
<p>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - принципы корпоративной культуры исследуемой организации; - системы организации труда и его безопасности; - развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации; - системы социальных гарантий организации; - оказание помощи работникам в критических ситуациях. 	<p>Проанализировать внутреннюю социальную политику предприятий, направленных на работу с персоналом на ПАО «НОВАТЭК». В частности, вопросы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – безопасности труда; – медицинского страхования; – программы подготовки и повышения квалификации; – оздоровления, спорта и организации отдыха сотрудников.
<p>2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - содействие охране окружающей среды; - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и корпоративная благотворительность; - ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров); - готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д. 	<p>Проанализировать внешнюю социальную политику предприятий, которая направленная на работу с государством на примере ПАО «НОВАТЭК». В частности, вопросы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – промышленной безопасности; – охраны труда и окружающей среды; – благотворительность и спонсорство.
<p>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ правовых норм трудового законодательства; - анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов; - анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности. 	<p>Официальный сайт ПАО «НОВАТЭК», Кодекс деловой и корпоративной этики ПАО «НОВАТЭК», Отчет в области устойчивого развития 2016 года ПАО «НОВАТЭК».</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию</p>	<p>Таблица 9 – Стейкхолдеры ПАО «НОВАТЭК» Таблица 10 – Структура программ КСО Таблица 11 – Затраты на мероприятия КСО ПАО «НОВАТЭК» в 2016 г.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Феденкова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ52	Шатыло Сергей Васильевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 76 страниц, 11 таблиц, 10 рисунков, в библиографическом списке 44 литературных источников.

Ключевые слова: нефть, нефтегазовое месторождение, экономическая эффективность проекта, экономическая оценка, оценка месторождений ставка дисконтирования, период окупаемости, индекс рентабельности, чистый денежный поток.

Объектом исследования является Восточно-Таркосалинского месторождение.

Целью работы является технико-экономическое обоснование разработки обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения, расположенного на контрактной территории РФ.

Актуальность выбранной темы тем, что большинство нефтяных и газонефтяных месторождений на территории России находятся в стадии эксплуатации, характеризующейся падающей добычей углеводородов в связи с постепенным истощением их запасов. Такая сложившаяся ситуация приводит к необходимости составления новых проектных документов для дальнейшей разработки (доработки) месторождений.

В процессе исследования применялись такие методы научного познания как: диалектический, логический, исторический, системный, методы анализа и синтеза, сравнительно-аналитический, абстрактно-логический и математический методы.

Информационной базой исследования послужили законодательные и нормативно-правовые акты, а также информация, содержащаяся в научной, монографической и периодической литературе, материалах научных конференций, данные отчетности устойчивого развития ПАО «НОВАТЭК».

В результате исследования достигнута цель исследования: проведено технико-экономическое обоснование разработки обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения ПАО «НОВАТЭК».

Научная новизна работы заключается в:

- установлении закономерности изменения и взаимосвязи величин эффективности инвестиций в процессе освоения газонефтяного месторождения и их экспериментальном подтверждении с использованием гидродинамической модели конкретного месторождения;
- определении принципа максимизации ЧДД недропользователя при разбурировании нефтяного месторождения;
- разработке метода определения корректирующих коэффициентов, используемых при расчёте проектных эксплуатационных затрат.

Материалы исследования могут быть использованы в учебном процессе в высших учебных заведениях, центрах повышения квалификации, руководящих должностей предприятий различных форм собственности. Предложения по обоснованию инвестиционных проектов разработки нефтегазовых месторождений имеют важное отраслевое и региональное значение для использования на практике с учетом социально-экономических особенностей развития и инвестиционной привлекательности конкретного региона.

Степень внедрения: участие в XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина Том II / Томский политехнический университет, 2017г. тема доклада «Технология внутрискважинной сепарации «вода – нефть»», XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина Том II / Томский политехнический университет, 2016г., тема доклада «Системный анализ причин отказов погружного оборудования и разработка эффективных мероприятий, направленных на повышение наработки на отказ».

Структура выпускной работы отражает единство, содержание, логику и результаты исследования по проблеме оценки эффективности инвестиционных

проектов. Основными структурными элементами работы являются: введение, четыре раздела, заключение, список использованной литературы.

Оглавление

Введение.....	12
1 Общая методология экономической оценки месторождений и расчет доходов от эксплуатации.....	14
1.1 Стадии экономической оценки месторождений.....	14
1.2 Показатели экономической оценки месторождений и проектов	20
1.3 Оценка финансовой устойчивости проекта.....	25
2 Характеристика обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения ..	31
2.1 Текущее состояние разработки Восточно-Таркосалинского месторождения	31
2.2 Геолого-физическая характеристика Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения	32
2.3 Основные программы геолого-технологических мероприятий по совершенствованию разработки месторождения	35
3 Анализ экономической эффективности инвестиций в обустройство Восточно-Таркосалинского нефтяного месторождения.....	39
3.1 Показатели оценки эффективности реализации проектных решений	39
3.2 Характеристика экономического варианта расчетов	41
3.3 Капитальные вложения.....	43
3.4 Эксплуатационные расходы.....	46
3.5 Техничко-экономические показатели строительства.....	49
4 Социальная ответственность	57
4.1 Внутренняя социальная политика предприятий.....	57
4.1.1 Безопасность труда	57
4.1.2 Добровольное медицинское страхование.....	58
4.1.3 Кадровая политика	59
4.1.4 Оздоровление, спорт и организации отдыха сотрудников	60
4.2 Внешняя социальная политика предприятий.....	61

4.2.1 Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды...	61
4.2.2 Благотворительность и спонсорство	63
4.3 Структура программ КСО	64
4.3.1 Стейхолдеры	64
4.3.2 Структура программ КСО	65
Заключение	68
Список используемых источников	71
Приложение А General methodology of economic evaluation of deposits	76
Приложение Б Затраты на эксплуатацию объектов строительства	90
Приложение В Расчет Экономических показателей	93
Приложение Г Доход государства.....	96

Введение

Для поддержания конкурентоспособности и доли рынка сбыта, предприятию постоянно необходимо производить реконструкцию производственных мощностей, обновление имеющейся материально-технической базы, наращивание объемов производственной деятельности, освоение новых видов деятельности. Для проведения данных мероприятий предприятию необходимо крупное вложение денег, которое чаще всего недоступно по причине отсутствия свободных денежных средств. Именно поэтому предприятие для начала его деятельности, а затем и для последующего развития нуждается в инвестициях.

Разработка новых месторождений, эксплуатация и добыча нефти и газа на старых месторождениях, реконструкция, строительство и модернизация магистральных трубопроводов, переработка нефти и газа требуют принятия большого числа проектных решений относительно капитальных вложений.

В контексте существенного качественного ухудшения сырьевой базы и истощения наиболее рентабельных запасов в нефтяных компаниях наметилась тенденция к инвестированию, прежде всего, работ по повышению извлекаемости нефти на разрабатываемых месторождениях и доразведочных работ с целью переоценки запасов на основе новейших научно-технических достижений.

Поскольку большая часть нефтяных компаний перешла к частным владельцам, то основными источниками финансирования капитальных вложений будут собственные средства предприятий, которые сегодня составляют до 90%. Хотя в перспективе они могут снизиться до 80 – 70%. В таком случае потребуются кредитные ресурсы.

Целью работы является технико-экономическое обоснование разработки обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения, расположенного на контрактной территории РФ.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

- изучить общую методологию экономической оценки месторождения;
- рассмотреть стадии и основные показатели экономической оценки проекта месторождения;
- изучить характеристику обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения;
- провести анализ экономической эффективности инвестиций на примере Восточно-Таркосалинского месторождения.

Объект исследования Восточно-Таркосалинское месторождение. Нефтяной промысел. Южная часть.

Предмет исследования – оценка экономической эффективности проекта разработки.

Выпускная квалификационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников и литературы, приложения.

1 Общая методология экономической оценки месторождений и расчет доходов от эксплуатации

1.1 Стадии экономической оценки месторождений

Для экономической оценки месторождения большое значение имеет сравнение основных экономических показателей по открытому месторождению с соответствующими показателями разрабатываемого или проектируемого к разработке месторождения. Сравниваемые показатели удобно приводить в таблице. В этой же таблице целесообразно помещать главнейшие данные, явившиеся исходной базой для определения основных экономических показателей.

Материалы подобных расчетов обычно оформляются в виде специальных документов: технико-экономических расчетов (ТЭР), технико-экономических соображений (ТЭС), технико-экономических докладов (ТЭД) или технико-экономических обоснований (ТЭО) предлагаемых решений. В зависимости от выводов таких расчетов компания принимает решение о переходе к следующей стадии геологоразведочных работ, о переходе к разведке с последующим освоением месторождения или же отказывается от продолжения работ ввиду высокого риска невозврата вложений или недопустимо низкой рентабельности будущего производства.

Согласно установленным в России нормам, на стадиях оценки и разведки технико-экономические расчеты являются обязательным элементом проводимых исследований. Обычно еще до завершения полного цикла разведочных работ на основании полученных сведений по запасам и качеству нефти, распределению этих запасов в недрах и технологическим условиям по месторождению составляется Технико-экономическое обоснование разведочных (оценочных) кондиций (ТЭО кондиций). В этом документе технико-экономическими расчетами обосновываются требования к качеству отработки запасов, позволяющие разделить их на балансовые (рентабельные) и забалансовые (условно рентабельные).

Следует также отметить, что с переходом к рыночной экономике в процессе экономической оценки месторождений и проектов разработки возникает еще один важный аспект. В поисках необходимых инвестиций предприниматели часто вынуждены обращаться к банкам. Последние, стремясь к снижению рисков, требуют разработки специальных технико-экономических обоснований, подтверждающих эффективность инвестиций и получение прибылей, гарантирующих обслуживание и возврат испрашиваемых кредитов. Имеющиеся ТЭО кондиций не всегда могут служить этой цели, и требуется разработка специальных документов.

Эксплуатация месторождения обычно начинается с наиболее легкодоступных и лучших по качеству его участков, поскольку предприниматель заинтересован в получении на начальном этапе максимальной прибыли, что необходимо для расчетов за полученные для строительства кредиты. Поэтому на начальном этапе эксплуатации может оказаться целесообразным повысить требования к качеству нефти и техническим условиям отработки (кондиции) для выделения наиболее высокоприбыльных, первоочередных для добычи. Это повышение не должно, однако, приводить к превращению остающихся запасов в непромышленные. Для разработки эксплуатационных кондиций составляется специальное ТЭО. Такие ТЭО могут разрабатываться также для отдельных участков месторождения, резко отличающихся по геологическим, техническим, технико-экономическим, технологическим и другим условиям от средних показателей, принятых при обосновании разведочных кондиций, а также в случае резких колебаний цен на производимую продукцию или какие-то потребляемые материалы (энергию, топливо и т.п.).

В процессе эксплуатации месторождения, опираясь на данные эксплуатационной разведки, соответствующими технико-экономическими расчетами систематически уточняют показатели кондиций, обеспечивая управление процессом добычи с целью достижения максимального экономического эффекта с учетом локально меняющихся геологических,

технических и других природных, а также колеблющихся внешних экономических факторов.

Таким образом, в принципе технико-экономические расчеты, характеризующие экономическую ценность запасов в недрах, также имеют определенную стадийность, увязывающуюся со стадийностью геологического изучения недр.

На ранних стадиях геологического изучения (поиски) такие расчеты носят сугубо приближенный характер и основываются главным образом на геологических аналогиях выявленных объектов с известными эксплуатируемыми месторождениями. На стадиях оценки эти расчеты приобретают вид специально разрабатываемых технико-экономических документов (ТЭД, ТЭС), в которых оцениваются возможные затраты и доход при эксплуатации и рассчитываются показатели рентабельности, позволяющие оценить целесообразность вложения средств в освоение объекта и степень риска при таком вложении. Наконец, на стадии разведки и далее при проектировании и эксплуатации технико-экономические расчеты приобретают перманентный характер и служат не только и даже не столько для уточнения средних показателей рентабельности, сколько для оптимизации экономики всего процесса освоения на основе дифференцированного подхода к отработке отдельных участков месторождения, отличающихся по геологическим и технолого-экономическим условиям.

За рубежом, в развитых промышленных странах, существуют общепринятые понятия стадий экономической оценки месторождений и горных проектов, определяемых англоязычными терминами «Pre-Feasibility study» и «Feasibility study», смысловое значение которых может быть передано как «предварительное изучение (оценка) возможности (осуществимости) проекта» (Pre-Feasibility) и «изучение (полное, детальное) возможности (осуществимости) проекта» освоения месторождения.

Термины Pre-Feasibility и Feasibility относятся в основном к экономическим расчетам, выполняемым по результатам предварительной

разведки (оценки) и детальной разведки месторождений. Применительно к более ранним стадиям используются термины «Geological estimate» (геологическая оценка) или «Back of envelope» (оценка «внутри конверта», «в черном ящике»), а к более поздним – «Bankable Feasibility» (оценка осуществимости, пригодная для банка, для обоснования финансирования), «Construction Fase» (стадия строительства, проектирования) или «Mining Report» (горный доклад, проект). Подобная стадийность рекомендована ООН для применения в развивающихся странах.

Следует отметить, что в России в настоящее время невозможно говорить о полном соответствии принятой стадийности геологического изучения и результатов технико-экономической оценки, которое в принципе заложено в основу принятой классификации запасов. Так, для большинства резервных месторождений, разведывавшихся в период до 1990-х гг., выполнявшиеся технико-экономические обоснования, разрабатывавшиеся кондиции (и пр.) в настоящее время, в рыночных условиях, большей частью совершенно не применимы как в связи с изменениями всех ценовых показателей, так и в связи с тем, что в условиях плановой системы не было принято учитывать временную стоимость денег. Таким образом, эти месторождения, оставаясь детально геологически изученными (разведанными), как бы имеют экономическую оценку существенно меньшей достоверности (т.е. как бы более низкую стадию технико-экономической оценки).

Чем на более высокой стадии выполняются технико-экономические расчеты, тем увереннее, достовернее получаемые результаты, т.е. оценки реальных денежных потоков и прибыли, однако тем дороже стоят соответствующие проработки и требуют большего времени. Общий принцип последовательных приближений, заложенный в основу стадийности геологоразведочных работ, в полной мере приложим и к экономическим расчетам, выполняемым по их результатам. В таблице 1 приводятся сугубо ориентировочные данные, характеризующие сравнительную стоимость, необходимое время и точность таких расчетов разного уровня.

Таблица 1 – Сравнительная стоимость проекта

Стадия расчетов, документ	Стоимость, руб.	Необходимое время	Сравнительная точность оценки экономических показателей
Предварительные ТЭР, ТЭС ТЭО	$n(10^4-10^5)$	1 - 3 мес.	Низкая ($\pm 30 - 50 \%$)
временных кондиций ТЭО	$n(10^5-10^6)$	3 - 9 мес.	Удовлетворительная ($10 - 20 \%$)
постоянных кондиций, ТЭО инвестиций	$n(10^6 - 10^7)$	6- 18 мес.	Повышенная ($5 - 10 \%$)
ТЭО освоения, техпроект	$n(10^7-10^8)$	1 - 2 года	Вполне достаточная (первые %-ты)

Технико-экономические расчеты на высших стадиях требуют привлечения большого коллектива различных специалистов: разработчиков, технологов, экономистов, финансистов. Роль геолога на этих стадиях расчетов обычно минимальна. Однако предварительные расчеты ранних стадий экономической оценки могут выполняться и нередко выполняются специалистами-геологами, при минимальном привлечении других специалистов или полностью своими силами. При этом, естественно, используются различные приближенные и аналоговые методы, позволяющие сократить расчетные и инженерные проработки.

Вместе с тем, ТЭО на любой стадии должно включать обязательные разделы, освещающие геологические и минералого-технологические характеристики объекта, характеристики географо-экономических и экологических условий, содержать проработку вопросов оптимальной производительности предприятия, качества производимой продукции и условий ее реализации, оценки валового дохода (выручки), оценки капитальных и эксплуатационных затрат и завершаться расчетом достигаемых экономических показателей.

Таким образом, экономическая оценка месторождения или проекта его освоения на любой стадии должна включать:

- расчет возможного дохода (выручки) от реализации продукции в производимом объеме;

- расчет затрат, которые необходимо сделать, чтобы организовать производство и поддерживать его на плановом уровне;
- расчет прибыли и различных выплат из нее (расчеты по кредитам, налоги, выплаты на проведение заключительных природовосстановительных мероприятий и др.);
- расчет дисконтированных денежных потоков и общепринятых экономических показателей оценки, характеризующих сравнительную прибыльность данного проекта.

Общая схема оценки месторождений представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общая схема оценки месторождений

1.2 Показатели экономической оценки месторождений и проектов

Для оценки экономической эффективности разработки месторождения существенное значение имеет определение денежного потока – соизмерение доходов (приток средств) и расходов (отток средств). Соотношение притока и оттока средств характеризует прибыль или убыток на каждый момент времени с начала разработки месторождения до ликвидации предприятия.

Основными показателями экономической эффективности инвестиционных проектов (а значит и экономической ценности месторождений, как объектов инвестирования) в условиях рынка являются показатели, вошедшие в перечень показателей «Регламента составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и нефтегазовых месторождений» (РД 153-39-007-96):

- чистый дисконтированный доход или чистая текущая стоимость (net present value – NPV);
- индекс доходности, (profitable index – PI);
- внутренняя норма доходности (internal rate of return – IRR)
- срок окупаемости капитальных вложений (payback period – PP).

1. Чистая текущая стоимость (NPV)

Чистый приведённый доход (Net Present Value, NPV) на данный момент времени является общепризнанным показателем эффективности капиталовложений. NPV — это стоимость, приобретенная с помощью дисконтирования отдельно на каждый временной отрезок разности всех расходов и доходов, скапливающихся за все время функционирования объекта инвестирования по закреплённой, заблаговременно установленной процентной ставке (дисконтирования):

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}, \quad (1)$$

где I_t – вложения в период t ;

CF_t – чистый финансовый поток периода t ;

r – ставка дисконтирования;

n – продолжительность проекта.

Данный метод оценки эффективности по чистой текущей стоимости создан на гипотезе, что показывается вероятным найти приемлемую ставку дисконтирования для нахождения текущей стоимости будущих доходов. Если чистый приведённый доход выше нуля проект можно принимать к исполнению, если ниже нуля его следует отклонить.

2. Период окупаемости (PP)

Срок окупаемости (Payback Period, PP), находимый как ожидаемое количество периодов, в течение которых будут компенсированы первоначальные инвестиции, расчет проводится в соответствии с формулой (2):

$$I = \sum_{t=1}^{PB} CF_t, \quad (2)$$

где I – первоначальные вложения;

CF_t – чистый финансовый поток периода t ;

PP – период окупаемости.

К плюсам данного метода подобает отнести в первую очередь простоту расчетов. В силу этого качества, убирая более авантюрные и рискованные проекты, в которых главные денежные потоки приводятся на конец периода, порой применяется как простой метод оценки риска инвестирования.

3. Индекс рентабельности (PI)

Индекс прибыльности (Profitability Index, PI) выступает в роли запасов финансовой прочности проекта. Показывает, сколько денег заработает инвестор на каждый вложенный рубль инвестиций. Расчёт индекса рентабельности совершается по данной формуле:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}}, \quad (3)$$

где I_t – вложения в период t ;
 CF_t – чистый денежный поток периода t ;
 r – ставка дисконтирования;
 PI – индекс рентабельности;
 n – продолжительность проекта.

Если же индекс рентабельности проекта выше единицы это обозначает его лишнюю доходность при предоставленной ставке дисконтирования. Если значение данного показателя рентабельности, ниже единицы, это значит неэффективность проекта. Тем не менее, следует зачислять во внимание, что наибольшее значение индекса не все время соответствуют высокому значению NPV и наоборот.

4. Внутренняя норма прибыльности (IRR)

Внутренняя норма прибыльности (Internal Rate of Return, IRR) - процентная ставка, при которой чистый дисконтированный доход (NPV) равен нулю. Показывает, какой уровень доходности обеспечивает проект за выбранный горизонт рассмотрения.

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + IRR)^t} = 0, \quad (4)$$

где I_t - вложения в период t ;
 CF_t - чистый денежный поток периода t ;
 IRR - внутренняя норма прибыльности;
 n – продолжительность проекта.

Проект будет считаться терпимым, если посчитанное значение IRR не меньше спрашиваемой инвесторами нормы рентабельности. Значение требуемой нормы рентабельности устанавливается инвестиционной политикой компании и ценой её капитала.

На начальных стадиях изучения месторождения не представляется возможным определить величину выручки, эксплуатационных затрат и капитальных вложений по отдельным годам. Поэтому при укрупненном

расчете величины выручки и затрат принимаются постоянными за все время разработки, а величину капитальных вложений – постоянной за все время строительства.

Исключением являются месторождения, у которых содержание интересующих нас компонентов закономерно изменяется с глубиной или выделяются участки с повышенным содержанием, которые будут отрабатываться в первую очередь. В этих случаях использование усредненного для всего срока отработки дохода может привести к ошибочным результатам.

Индекс доходности (ИД или PI) показывает, во сколько раз приведенные доходы превышают приведенные капитальные вложения.

Внутренняя норма доходности (ВНД или IRR) называется величина процентной ставки приносимого проектом дохода. Очевидно, что в случае, когда учетная ставка, принятая при дисконтировании, равна внутренней норме доходности проекта, чистый дисконтированный доход (прибыль) обращается в нуль. Следовательно, для определения внутренней нормы доходности (прибыльности) проекта необходимо найти величину банковской ставки, при которой чистый дисконтированный доход (прибыль) обращается в нуль. Для вычисления величины внутренней нормы дохода (прибыли) обычно используют следующий прием:

1. Рассчитывают величины чистого дисконтированного дохода (прибыли) для нескольких значений учетной ставки.
2. Строят график зависимости чистого дисконтированного дохода от величины учетной ставки.
3. Интерполируют график до значения $ВНД(IRR)=0$ и определяют величину ставки, соответствующую этому значению.

Следует учесть, что зависимость $ВНД(IRR)$ от ставки E , строго говоря, нелинейная, поэтому для уверенной интерполяции необходимо рассчитать не менее трех точек графика. Однако, в области $ВНД(IRR) \approx 0$ вид графика часто близок к линейному.

Очевидно, что величина внутренней нормы доходности одновременно является той предельной ставкой на кредит, при которой осуществление проекта для предпринимателя теряет экономический смысл.

Срок окупаемости капитальных вложений (ТО или РР) – временной интервал с момента начала разработки месторождения, в течение которого чистый дисконтированный доход становится равным дисконтированным капитальным вложениям.

Все указанные показатели могут быть рассчитаны без учета налогов (доход), с учетом налогов, входящих в себестоимость (прибыль) и с учетом всех налогов, в том числе и налога на прибыль (чистая свободная прибыль). Расчет без учета налогов позволяет определить, так сказать, «чистую» эффективность проекта и природную ценность месторождения. Кроме того, основываясь на результатах таких расчетов, предприниматель может добиваться каких-то налоговых льгот. Расчет с учетом налогов позволяет оценить реальную эффективность проекта по чистой прибыли при действующих налогах.

В систему оценочных показателей включаются также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- прибыль от реализации продукции;
- доход Государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды РФ).

Капитальные вложения представляют собой совокупность затрат на создание новых, расширение и реконструкцию действующих основных фондов. Они включают затраты на строительство скважин (бурение, отсыпка кустовых оснований, вышкомонтажные работы), на строительство объектов обустройства и межпромысловых коммуникаций, на приобретение собственно производственного оборудования, на природоохранные мероприятия и прочие (неучтенные) затраты капитального характера, связанные с подготовкой и осуществлением производственного цикла.

Эксплуатационные расходы отражают реальные затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов в нефтедобыче и реализацией продукции. В состав эксплуатационных расходов помимо текущих расходов связанных с добычей и реализацией нефти включаются амортизационные отчисления и налоги, относимые на себестоимость продукции.

Прибыль от реализации представляется как совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат и налоговых отчислений.

Среднегодовые значения доходов и затрат, принимаемые при расчетах экономических показателей изложенными выше способами, характеризуют средний уровень экономичности проекта в целом за длительный срок его осуществления. Поэтому, такая методика может применяться только для укрупненных расчетов, имеющих целью предварительно оценить объекты инвестирования с позиций целесообразности вложения средств и отбраковать те из них, которые однозначно следует считать не представляющими интереса.

1.3 Оценка финансовой устойчивости проекта

Проект считается устойчивым, если при всех сценариях он оказывается эффективным и финансово-реализуемым, а возможные неблагоприятные последствия устраняются мерами, предусмотренными организационно-экономическим механизмом проекта.

При выявлении неустойчивости проекта рекомендуется внести коррективы в организационно-экономический механизм его реализации:

- изменить размеры и/или условия предоставления займов;
- предусмотреть создание необходимых запасов, резервов денежных средств;

- скорректировать условия взаиморасчетов между участниками проекта;
- предусмотреть страхование участников проекта на те или иные страховые случаи.

Методы оценки устойчивости проекта в условиях неопределенности:

- метод укрупненной оценки устойчивости;
- метод расчета границ безубыточности;
- метод вариации параметров (анализ чувствительности);
- метод оценки ожидаемого эффекта проекта с учетом количественных характеристик неопределенности.

1 Укрупненная оценка устойчивости проекта

Проект рассматривается как устойчивый в целом, если он имеет:

- положительное значение ожидаемой чистой текущей стоимости NPV;
- значение внутренней нормы прибыли не менее 25-30%;
- значение нормы дисконта не превышает уровня для малых и средних рисков;
- не предполагается займов по реальным ставкам, превышающим IRR;
- индекс доходности инвестиций превышает 1,2

2 Расчет границ безубыточности

Данный метод управленческих расчетов называют еще маржинальным анализом. Он был разработан американским инженером Уолтером Раутенштрахом в 1930 г., как метод планирования, известный под названием графика критического объема производства.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий его реализации может быть охарактеризована показателями границ безубыточности и предельных значений параметров проекта. Под «точкой безубыточности» понимается такой объем продаж, при котором прибыль становится равной нулю.

Для определения уровня безубыточности используются два способа: графический и аналитический.



При графическом способе по горизонтали показывается объем реализации продукции в процентах от производственной мощности предприятия, или в натуральных единицах (если выпускается один вид продукции), или в денежной оценке (если график строится для нескольких видов продукции), по вертикали – себестоимость проданной продукции и прибыль, которые вместе составляют выручку от реализации (Рис. 2).

При аналитическом способе расчета безубыточного объема продаж и зоны безопасности используем следующие обозначения:

FC – постоянные издержки;

ТС – совокупные издержки (сумма постоянных и переменных);

TR – выручка от реализации продукции;

BEP – точка безубыточного объема реализации продукции;

Z – зона безопасности (запас безубыточности);

В точке безубыточности соблюдается равенство:

$$TR = TC \text{ или } P \cdot BEP = FC + AVC \cdot BEP \quad (5)$$

Отсюда точка безубыточности:

$$BEP = FC / (P - AVC) \quad (6)$$

Тогда зона безопасности:

$$Z = (TR - TR_{BEP}) / TR \quad (7)$$

Точка безубыточной работы не остается постоянной. Она будет меняться при следующих изменениях:

- если рост объема производства или другие факторы приводят к изменению постоянных затрат;
- при изменении цен на товарных рынках;
- при изменении затрат за счет любых факторов – норм, цен и другие.

Проект считается устойчивым, если уровень безубыточности не превышает 0,6-0,7 после освоения проектных мощностей.

О недостаточной устойчивости проекта свидетельствует стремление:

- уровня безубыточности к 1 (100%);
- проектных значений параметров к границе безубыточности.

Даже удовлетворительные значения уровня безубыточности не гарантируют эффективность проекта.

Рассмотренная формула расчета точки безубыточности подходит для однопродуктовых проектов. А в случае многопродуктовых проектов точка безубыточности зависит от доли каждой продукции в объеме продаж.

Процедура расчета проводится в несколько этапов:

- определяется доля каждой продукции в общем объеме продаж и суммарный валовой доход;

- рассчитывается уровень валовой прибыли в объеме продаж;
- определяется общая точка безубыточности для всей продукции;
- точка безубыточности распределяется между отдельными видами продукции пропорционально доле в общем объеме продаж.

3 Метод вариации параметров

Для учета рисков, вероятность наступления которых предсказать невозможно (ситуация полной неопределенности), применяется метод вариации параметров иначе анализ чувствительности проекта. Анализ чувствительности заключается в расчете и оценке влияния изменения основных показателей экономической эффективности проекта при возможных отклонениях внешних и внутренних условий его реализации от первоначально запланированных.

Проект может считаться устойчивым, если одновременное воздействие двух-трех варьируемых параметров не приведет к значительному ухудшению показателей его эффективности (сальдо денежных потоков будет положительным). Анализ чувствительности позволяет выявить те виды риска (варьируемые параметры), которые могут оказать наибольшее влияние на проект. Ранжирование параметров позволяет более эффективно управлять инвестиционными рисками.

4 Оценка ожидаемого эффекта проекта

Упрощенным способом анализа чувствительности можно считать метод сценариев (метод формального описания неопределенности). Он заключается в определении показателей ожидаемой эффективности по трем сценариям (реальном, оптимистическом и пессимистическом) и вероятности наступления каждого сценария.

Если вероятности сценариев реализации проекта известны точно, то ожидаемый интегральный экономический эффект (NPV) рассчитывается по формуле математического ожидания:

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \sum \mathcal{E}_k \cdot P_k \quad (8)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ож}}$ – ожидаемый NPV;

\mathcal{E}_k – интегральный эффект (NPV) при k-м сценарии;

P_k – вероятность реализации k-го сценария.

В случае отсутствия информации о вероятности сценариев:

$$\mathcal{E}_{\text{ож}} = \lambda \cdot \mathcal{E}_{\text{max}} + (1 - \lambda) \cdot \mathcal{E}_{\text{min}} \quad (9)$$

где λ – специальный норматив для учета неопределенности эффекта, отражающий систему предпочтений соответствующего участника проекта в условиях неопределенности, на практике рекомендуется применять коэффициент в размере 0,3;

\mathcal{E}_{max} , \mathcal{E}_{min} – наибольший и наименьший NPV по рассмотренным сценариям.

В данной главе была рассмотрена общая методология экономической оценки месторождений и расчет доходов от эксплуатации с целью исследование технико-экономических основ обоснования разработки обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения. Следует отметить в основе экономической оценки в условиях рыночной экономики определяется рациональный вариант отработки месторождения по принципу получения максимального экономического эффекта – суммы доходов государства (в виде налогов) и инвестора (в виде чистой прибыли).

В процессе экономической оценки месторождения последовательно определяются и анализируются:

- доходы от эксплуатации месторождения;
- расходы на эксплуатацию месторождения;
- поступления в бюджет государства и внебюджетные фонды через налоги и отчисления;
- чистый доход инвесторов (предпринимателей) после уплаты обязательных платежей;
- структура денежных потоков с учетом фактора времени;
- показатели экономической эффективности инвестиционного проекта отработки месторождений.

2 Характеристика обустройства Восточно-Таркосалинского месторождения

2.1 Текущее состояние разработки Восточно-Таркосалинского месторождения

Восточно-Таркосалинское месторождение расположено в Пуровском районе ЯНАО в 35 километрах восточнее г.Тарко-Сале, в геоморфологическом отношении территория представляет собой пологоволнистую озерно-аллювильную равнину с уклоном на запад к долине р. Пур. Гидрографическая сеть территории представлена реками малого порядка Нагояха, Тайяха и другими водотоками. Географически это плоская, в различной степени заболоченная, заозеренная и заселенная поверхность. На водоразделах развиты болота верхового типа.

По природно-климатическим характеристикам территория относится к зоне избыточного увлажнения, специфической особенностью которой является широкое развитие болотных отложений. Район работ характеризуется значительной заболоченностью.

Для температурного режима района строительства характерны - суровая и продолжительная зима, сравнительно короткое лето, короткие переходные периоды (весна и осень), поздние весенние и ранние осенние заморозки, короткий безморозный период. Краткая климатическая характеристика района строительства:

- Климатический район - 1Д
- Температура воздуха в $^{\circ}\text{C}$ (наиболее холодной пятидневки – 46, абсолютно минимальная – 55, абсолютно максимальная +36.);
- Нормативное значение ветрового давления для первого района - 23 кг/см².
- Расчетное значение веса снегового покрова для пятого района - 320 кгс/см².

- Глубина промерзания грунтов на суходольных участках составляет от 1,5 до 3,5 м.

Таблица 2 – Краткая геолого-физическая характеристика

1. Месторождение (площадь)	Восточно-Таркосалинское
2. Год ввода в промышленную разработку	1993 г.
3. Местоположение месторождения (площади) (область, округ, район)	Тюменская обл., ЯН АО, Пуровский район
4. Железнодорожная станция:	ст. Пуровск СЖД
5. Автомобильные дороги	пос. Пуровск- г.Тарко-Сале - 14 км (в твердом покрытии, действует круглогодично кроме двух недель сезонных ограничений весной и осенью) г.Тарко-Сале ОБП нос. «Пионерный» - 18 км (в твердом покрытии, действует круглогодично кроме двух недель сезонных ограничений весной и осенью)
6. Аэропорты	г. Тарко-Сале; г. Новый-Уренгой (214 км)

2.2 Геолого-физическая характеристика Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов, залегающие с несогласием на эффузивно-осадочных образованиях палеозоя.

Ранее считалось, что по всей структуре залежь нефти единая и контролируется наклонным водонефтяным контактом, находящимся в северной части залежи на абс. отметке – 2339 м, в южной – на 2351 м. Последующие детализационные сейсморазведочные работы показали, что месторождение состоит из двух залежей нефти – основной и южной.

Восточно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1971 году, лицензия на освоение месторождения действует до 2043 года. Добыча нефти на месторождении ведется с 1994 года, добыча газа – с 1998 года, добыча конденсата – с 2001 года.

Товарная добыча на месторождении по итогам 2013 года составила 11,2 млрд куб. м газа и 1,1 млн т жидких углеводородов.

Восточно-Таркосалинское месторождение является самым разбуренным месторождением в портфеле Компании. Потенциал дальнейшей разработки месторождения связан с освоением запасов нефти.

в 2013 году на Восточно-Таркосалинском месторождении велось активное разбуривание нефтяных залежей, была пробурена и введена в эксплуатацию 21 добывающая скважина со средним пусковым дебитом 85 т в сутки.

Эксплуатационное бурение сеноманских отложений началось в мае 1998 г., а коммерческая добыча природного газа началась в декабре 1998 г. Эксплуатационное бурение валанжинских отложений началось в мае 2000 г., а коммерческая добыча газового конденсата - в феврале 2001 г. Другими основными событиями в истории эксплуатации этого месторождения являются следующие:

декабрь 1998 г. – Завершение строительства газопровода, соединяющего месторождение с ЕСГ.

декабрь 1998 г. – Ввод в эксплуатацию установки подготовки газа из сеноманских отложений мощностью 2 млрд куб. м в год.

декабрь 2000 г. – Увеличение мощности установки подготовки газа из сеноманских отложений до 12,5 млрд куб. м в год.

май 2000 г. – Начало эксплуатационного бурения валанжинских пластов (более глубокие пласты, содержащие жирный газ).

май 2001 г. – Завершение работ по строительству трубопровода для транспортировки газового конденсата, соединяющего месторождение с сетью конденсатопроводов ОАО «Газпром».

декабрь 2002 г. – Ввод в эксплуатацию установки низкотемпературной сепарации для сепарации нестабильного газового конденсата из валанжинских отложений мощностью 2,4 млрд куб. м в год.

июнь 2004 г. - Ввод в эксплуатацию установки деэтанзации конденсата мощностью 1,5 млн тонн в год, включающей две технологические линии: одну - для деэтанзации нестабильного газового конденсата, добытого на Восточно-Таркосалинском месторождении, а вторую – для деэтанзации нестабильного газового конденсата, добытого на Ханчейском месторождении.

май 2006 г. – Ввод в эксплуатацию первой очереди дожимной компрессорной станции на участке сеноманских отложений (сухой газ) Восточно-Таркосалинского месторождения мощностью 48 МВт.

декабрь 2009 г. – Ввод в эксплуатацию второй очереди дожимной компрессорной станции на участке сеноманских отложений (сухой газ) Восточно-Таркосалинского месторождения мощностью 48 МВт.

апрель 2010 г. – Ввод в эксплуатацию первой очереди дожимной компрессорной станции на участке валанжинских отложений (жирный газ) Восточно-Таркосалинского месторождения мощностью 8 МВт.

июль 2012 г. – введен в эксплуатацию центральный пункт сбора нефти (включающий мощности по подготовке нефти и компрессорную станцию для попутного нефтяного газа) мощностью 1,5 млн т в год и завершены реконструкция и расширение системы нефтепроводов.

Условия для успешного освоения Восточно-Таркосалинского месторождения вполне благоприятные, поскольку здесь имеется хорошо развитая хозяйственная и транспортная инфраструктура и обученные трудовые кадры. Рентабельность Восточно-Таркосалинского месторождения подтверждается достаточными запасами нефти и газа, наличием необходимых коммуникаций для транспортировки и высоким уровнем его изученности. Транспортировку полезных ископаемых возможно осуществлять по сети газо-, нефте- и конденсатопроводов, а также с помощью железнодорожного сообщения и автотрасс. Пропускную способность нефтепроводов составляет более 2,4 миллиона тонн жидких углеводородов в год.

На Восточно-Таркосалинском месторождении постоянно ведутся работы по повышению мощностей по переработке и транспортировке ископаемых

углеводородов. Для этого построена и успешно запущена дожимная насосная станция с функцией предварительного сброса воды. Также вступила в строй дожимная компрессорная станция, рассчитанная на выработку 10,5 мегаватт.

2.3 Основные программы геолого-технологических мероприятий по совершенствованию разработки месторождения

На месторождении представляется перспективным и эффективным применение следующих технологий:

- методы увеличения нефтеотдачи, основанные на комплексном воздействии и сочетающие изоляцию высоко проводящих каналов путем закачки в нагнетательные скважины тампонирующих осадкообразующих композиций и гелеобразующих систем;
- технологии изоляционных работ, обеспечивающие снижение притока воды в скважинах в результате создании слабопроницаемых блокад;
- гидроразрыв пласта;
- глубокопроникающая перфорация и реперфорация на депрессиях в инвертно-эмульсионных растворах и на дегазированной нефти;
- акустико-химическое воздействие на пласт в среде органических растворителей;
- обработки призабойной зоны добывающих скважин;
- пеноглинокислотные обработки и пенокислотные обработки;
- кислотные обработки.

Применение комплексного подхода даст возможность интенсифицировать добычу нефти из пласта при сохранении отборов жидкости, что позволяет снизить обводненность продукции добывающих скважин и обеспечить вовлечение в эксплуатацию ранее недренируемых запасов.

В состав объекта входит строительство 15-ти кустовых площадок объединяющих 70 нефтяных скважин. Сбор продукции с 11-ти кустов скважин (№№ 19,20,25,26,27,28,29,30,31,32,33) осуществляется по нефтегазосборной сети на установку подготовки нефти (УПН). Сбор продукции от 4-х кустов скважин (№№ 34,35,36,37) осуществляется по нефтегазосборной сети на КСП ЦДНГ ВТСМ. Гак же предусмотрено строительство высоконапорных водоводов от БКНС-2 и КПС ЦДНГ ВТСМ до кустов с нагнетательными скважинами.

Таблица 3 – Динамика эксплуатационного бурения

Показатели	Годы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Объем эксплуатационного бурения, тыс.м	36,1	35,3	34,4	36,1	30,2	22,7	23,5	25,2	23,5	25,2	23,5	16,0

Предполагаются два этапа строительства:

I этап – расширение в границах контура месторождения.

II этап – развитие месторождения (бурение уплотняющей сетки скважин).

Прогнозируемые объемы добычи представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Прогнозируемые объемы добычи

Год	Добыча нефти, тыс. т/год	Добыча жидкости, тыс. м ³ /год
1	258,9	356,2
2	398,3	568,4
3	479,1	716,5
4	512,7	864,7
5	482,1	1032,0
6	378,8	1125,6
7	279,6	1152,3
8	212,6	1176,4
9	172,7	1188,3
10	144,7	1195,4
11	124,0	1203,7

Продолжение таблицы 4

12	106,4	1185,8
13	92,7	1150,6
14	80,0	1126,5
15	69,4	1059,3
16	59,7	789,8
17	53,2	889,3
18	46,5	821,4
19	40,9	772,6
20	36,3	739,0

Способ добычи нефти – механизированный с помощью электропогружных центробежных насосов (ЭЦН). На месторождении предусматривается сооружение “экологически чистых” кустовых оснований, заложена безамбарная технология бурения скважин. Сбор продукции с кустов скважин сосредоточен на две площадки: ЦПС и УПСВ. Предусмотрена однетрубная герметизированная схема сбора продукции скважин. Нефть от скважин при устьевом давлении 1,6 МПа после замерной установки по системе нефтегазопроводов поступает на УПСВ и ЦПС. Всего предусматривается строительство 81,7 км нефтесборных сетей.

Выводы по главе: Восточно-Таркосалинское месторождение является самым разбуренным месторождением в портфеле «НОВАТЭКа». Добыча нефти на месторождении ведется с 1994 года, добыча газа – с 1998 года, добыча конденсата – с 2001 года. Потенциал дальнейшей разработки месторождения связан с освоением запасов нефти.

Нестабильный газовый конденсат дезэтанализируется на месторождении и транспортируется по собственному трубопроводу на Пуровский ЗПК. Трубопровод имеет пропускную способность до 2,4 млн тонн в год.

Нефть по системе сбора поступает на центральный пункт сбора нефти для дальнейшей подготовки. Подготовленная до товарного качества нефть перекачивается по нефтепроводу до коммерческого узла учета нефти на НПС

«Пурпе», принадлежащем ОАО «АК «Транснефть», где осуществляется ее сдача в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК «Транснефть».

В 2016 году на Восточно-Таркосалинском месторождении для повышения качества продукта, а также увеличения надежности работы технологического оборудования выполнены программы реконструкции установки комплексной подготовки газа и установки деэтанализации газового конденсата.

3 Анализ экономической эффективности инвестиций в обустройство Восточно-Таркосалинского нефтяного месторождения

Расчеты экономических показателей проведены за расчетный период продолжительностью 20 лет. В основу расчетов положены фактические данные по деятельности компании за 1 квартал 2016 г. Применена система пересчетных коэффициентов при переводе базовых цен по ряду позиций материально-технического снабжения, выполняемых работ и услуг. Расчеты проведены без учета инфляции. Экономический анализ варианта обустройства выполнен на основе стоимостной оценки работ, выраженной в рублевом исчислении на базе сложившихся нормативов затрат компании, также учтены сложившиеся нормативы капитальных и эксплуатационных затрат на предполагаемые работы по дальнейшей эксплуатации месторождения [35]. Обоснование целесообразности рассматриваемого варианта осуществлено с использованием общепринятых экономических критериев оценки эффективности проектных решений, рассмотренных в главе 1.

В расчетах принято, что нефть реализуется только на внутреннем рынке. Поскольку условиями реализации нефти ее продажа вне таможенной территории РФ не рассматривалась, цена нефти на мировом рынке в данной работе учтена не была. Цена нефти на внутреннем рынке принята на уровне 35 т. руб. за 1 тонну без НДС. Реализации попутного газа не предусматривается.

3.1 Показатели оценки эффективности реализации проектных решений

Система оценочных показателей отражает деятельность предприятия в условиях рыночной экономики и включает:

- Капитальные вложения;
- Эксплуатационные расходы;
- Поток наличности (PV);

- Дисконтированный поток наличности (NPV);
- Прибыль от реализации;
- Индекс доходности (PI);
- Внутренняя норма рентабельности (IRR);
- Срок окупаемости;
- Доход государства;
- Прочие показатели, предусмотренные Регламентом составления проектных технологических документов и Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов.

Капитальные вложения представляют собой совокупность затрат на создание новых основных фондов. Они включают затраты по эксплуатационному бурению, выполнению строительно-монтажных работ при строительстве объектов обустройства, ЛЭП, нефте и газопроводов, производственных помещений, оснований и конструкций для технологического оборудования. Также в состав капитальных вложений включаются затраты на приобретение собственно производственного оборудования и оборудования, не входящего в сметы строек, прочие затраты, связанные с подготовкой и осуществлением производственного цикла.

Особое место в современных условиях занимают расходы на природоохранные мероприятия.

Эксплуатационные расходы отражают реальные затраты предприятия, связанные с осуществлением производственных процессов в нефтедобыче и реализацией продукции.

Прибыль от реализации представляется как совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли выполняется с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году.

Поток денежной наличности определяется разницей между чистыми притоками и оттоками денежных средств. Он формируется за счет прибыли от реализации (разницы между выручкой от реализации продукции и затратами на ее добычу с включением налоговых выплат) и амортизационных отчислений за вычетом капитальных затрат (при действующей системе налогообложения).

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) исчисляется через коэффициент приведения, рассчитанный через норму дисконтирования текущих потоков денежной наличности к начальному шагу. Регламент предполагает использование нормы дисконта 10, 15 и 20%.

На основе данных о потоках наличности по рассмотренному варианту обустройства проведен расчет эффективности инвестиций. Доход, получаемый предприятием от инвестиций, определен разницей между его расчетными доходами от реализации рассматриваемого варианта строительства и возможными доходами при базовом варианте за рентабельный период [36].

За экономически оправданный (рентабельный) период разработки принимается период получения положительных значений текущей (годовой) дисконтированной денежной наличности, в сумме, достаточной для окупаемости вложенных средств (т.е. чистый дисконтированный доход в целом за расчетный период имеет положительное значение). Об отсутствии рентабельного срока свидетельствует отрицательная величина накопленного дисконтированного денежного потока.

3.2 Характеристика экономического варианта расчетов

Оценка рекомендуемого технологического и экономического варианта строительства осуществляется на основании экономического и финансового анализа.

Экономический анализ позволяет оценить эффективность проекта с позиции общества в целом, и направлен на выявление рациональности выделения ресурсов на осуществление данного проекта с общественной точки

зрения. То есть, в основу экономического анализа положен подход, предусматривающий процедуру «проведения расчетов в истинных экономических ценностях, очищенных от влияния нерыночных факторов, таких как налоги, субсидии и тому подобные регулирующие платежи». В нефтегазовой промышленности значение экономического анализа особенно велико в связи с высоким уровнем государственного регулирования отрасли и ее роли в экспортном и платежном балансах страны.

Финансовый анализ исходит из необходимости оценки целесообразности проекта, эффективности использования ресурсов и стимулов для его исполнителей и проводится с позиций отдельных его участников.

Рекомендуемый вариант обустройства предусматривает расширение:

- Центральных пунктов сборов (ЦПС) до производительности по нефти – 1 млн.т/год;
- Установки предварительного сбора воды (УПСВ) до производительности по жидкости – 2,1 млн.т/год;
- Кустовая насосная станция-1(КНС-1) до производительности по закачке воды в пласт – 2,1 млн.м³/год, КНС-2 до 2,4 млн.м³/год;
- Газопошневая электростанция (ГПЭС) до увеличения установленной мощности – 45 МВт.

Также предполагается новое строительство:

- оснований и обустройство 15 кустовых площадок, рассчитанных на бурение 70 скважин (по безамбарной технологии);
- подъездных дорог к кустам скважин и площадочным объектам общей протяженностью 40 км;
- нефтесборных трубопроводов общей протяженностью 81,8 км;
- высоконапорных водоводов общей протяженностью 67,5 км;
- ВЛ-35 кВ протяженностью 29,65 км;
- вертолетной площадки, АЗС и других объектов.

3.3 Капитальные вложения

Нормативы затрат приняты с учетом природно-климатических, геологических особенностей месторождения, фактических данных компании за 1 квартал 2016 г., и составлены в базовых ценах по сборникам ТЕР-2001 (редакция 2009г.) года в уровне цен 1 кв. 2016года

Индекс-дефлятор к 2001 году для строительно-монтажных работ принят в размере – 5,67, для оборудования – 6,62.

Затраты на эксплуатационное бурение рассчитываются на основе стоимости строительства 1 м скважины (с учетом выполнения вышкомонтажных работ и строительства кустовых оснований) и объемов бурения. Средняя стоимость строительства 1 метра наклонно-направленной скважины (с НДС) для безамбарного бурения – 15 т. руб.;

Затраты на обустройство, связанные с нефтепромысловым строительством определены исходя из удельных стоимостных показателей объектов и физических объемов строительства, а также на основе укрупненных нормативов.

Эксплуатационные затраты рассчитывались на основе фактических данных по элементам сметы затрат. Затраты на материалы приняты на уровне 821 р/т добываемой жидкости. Расходы на электроэнергию составляют 17 р/т добываемой жидкости. Расходы на основную и дополнительную заработную плату определены из расчета 60 т. руб. в месяц на 1 работающего промышленно-производственного персонала. Страховые взносы приняты в размере 30%. Кроме названных, учтен тариф на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний – 0,5% от фонда оплаты труда.

Таблица 5 – Численность обслуживающего персонала

Должность, профессия по службам	Численность		
	Всего	В том числе по вахтам	
		I	II

Продолжение таблицы 5

ЦПС			
1. Начальник цеха	1	1	
2. Зам. начальника цеха	1		1
3. Инженер-технолог	5	2	2
4. Механик	2	1	1
5. Инженер по охране труда	1	1	1
6. Инженер-экономист	1	1	1
7. Инженер по охране окружающей среды	1	1	1
8. Мастер участка	4	2	2
9. Заведующий химлабораторией	1	1	
10. Оператор пульта управления в добыче нефти и газа	4	2	2
11. Оператор по добыче нефти и газа	4	2	2
12. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	8	4	4
13. Машинист насосных установок	2	1	1
14. Машинист насосной станции по закачке рабочего агента в пласт	2	1	1
15. Оператор заправочных станций	2	1	1
16. Оператор РСУ	2	1	1
17. Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	7	4	4
18. Слесарь-ремонтник	10	5	5
19. Слесарь по КИП и А	4	2	2
20. Электрогазосварщик	2	1	1
21. Станочник широкого профиля	1	1	1
22. Лаборант химического анализа	5	2	3
23. Уборщик производственных и служебных помещений	2	1	1
24. Обходчик линейный	2	1	1
25. Подсобный рабочий	1	1	1
Итого по ЦПС	77	38	38
УПСВ			
1. Мастер участка	1	1	1
2. Оператор по добыче нефти и газа	2	1	1
3. Оператор обезвоживающей и обессоливающей установки	5	2	2
4. Машинист насосных установок	2	1	1
5. Электромонтер по обслуживанию электрооборудования	1	1	1
6. Слесарь-ремонтник	1	1	1
7. Слесарь по КИП и А	1	1	1
8. Электрогазосварщик	1	1	1
Итого по УПСВ	16	8	8
Всего	92	46	46

Прочие затраты рассчитаны по трем составляющим:

- на 1 среднедействующую скважину – удельный норматив 2 952 тыс.р/скв (за год);
- на 1 т нефти – удельный норматив 240 руб;
- на капитальный ремонт – удельный норматив 948,84 тыс.р/скв.доб (за год).

Средняя норма амортизации принята в размере 6,7% в год.

Капитальные вложения рассчитаны по основным направлениям затрат:

- бурение;
- оборудование, не входящее в сметы строек;
- нефтепромысловое обустройство по направлениям промыслового строительства.

Затраты на бурение определены по метражу разбуривания и стоимости строительства одного метра скважины.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек, рассчитаны исходя из потребности в оборудовании для нефтедобычи по количеству вводимых скважин и удельным затратам на одну скважину. Учтены затраты на замену оборудования для поддержания фонда скважин в работоспособном состоянии.

Капитальные вложения в нефтепромысловое строительство определены исходя из необходимого перечня объектов обустройства и их стоимости и включают затраты в обустройство кустов добывающих и нагнетательных скважин, строительство линейных трубопроводов (нефтесборные сети, высоконапорные водоводы), электроснабжение, автодороги и др.

Результаты расчетов необходимых капитальных вложений по направлениям в динамике представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Капитальные вложения в бурение скважин и нефтепромысловое обустройство, тыс.руб.

Годы	Бурение скважин	Нефтепромысловое обустройство	Оборудование, не входящее в сметы строек	Итого	В т.ч. НДС
1	438 649	307 452	31 350	777 451	118 594
2	430 281	345 208	24 750	800 239	122 070
3	395 633	285 879	23 925	705 436	107 609
4	412 368	257 660	25 575	695 602	106 109
5	432 639	177 941	23 925	634 505	96 789
6	317 909	210 548	30 232	558 689	85 224
7	326 277	167 002	30 480	523 758	79 895
8	303 589	127 802	31 930	463 321	70 676
9	260 573	96 976	30 881	388 430	59 252
10	277 308	66 649	31 597	375 553	57 288
11	260 573	67 174	36 876	364 623	55 620
12	158 984	70 237	29 074	258 294	39 401
13	-	11 509	13 600	25 109	3 830
14	-	5 754	13 600	19 354	2 952
15	-	5 754	12 866	18 620	2 840
16	-	5 754	19 394	25 148	3 836
17	-	5 754	17 212	22 966	3 503
18	-	-	13 600	13 600	2 075
19	-	-	13 600	13 600	2 075
20	-	-	12 866	12 866	1 963
Итого	4 014 781	2 215 052	467 332	6 697 164	1 021 601

3.4 Эксплуатационные расходы

Расчет эксплуатационных расходов по добыче нефти произведен в соответствии с динамикой основных технологических показателей разработки и на основании положений «Методики по планированию, учету и калькулированию себестоимости добычи нефти и газа» [6] по элементам сметы затрат:

- материалы и электроэнергия (на основании удельных текущих затрат и объема добываемой жидкости);
- заработная плата (на основании среднегодовой заработной платы и численности промышленно-производственного персонала);
- амортизация основных производственных фондов (исходя из балансовой стоимости существующих и вновь вводимых фондов, и действующих в нефтяной отрасли норм амортизации);
- капитальный ремонт (на основании удельных текущих затрат и среднедействующего фонда добывающих скважин);
- прочие эксплуатационные расходы (на основании удельных текущих затрат, среднедействующего фонда добывающих скважин и объема добываемой нефти);
- налоги и платежи, включаемые в себестоимость (налог на добычу полезных ископаемых, ПФР, ФСС, ФОМС, НС и прочие налоги).

Результаты расчетов суммарных затрат на добычу нефти представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Эксплуатационные затраты, тыс.руб.

Направление затрат	Значение	Структура
Материалы	5 592 287,82	11,8%
Энергия	115 084,26	0,2%
Заработная плата	1 368 344,69	2,9%
Отчисления в фонды социального страхования	464 723,82	1,0%
Налог на добычу полезных ископаемых	1 986 119,52	4,2%
Расходы на прочие страховые взносы (ПФР, НС, ФОМС...)	2 222 246,44	4,7%
Амортизация	5 102 538,62	10,7%
Ликвидационные затраты	4 157 374,20	8,8%
Прочие расходы	26 478 435,69	55,8%
Итого	47 487 155,06	100,0%

Полные эксплуатационные расходы на добычу нефти приведены в Приложении А. Для проведения работ по текущей ликвидации на месторождении объектов, выполнивших свое проектное предназначение и гарантированного приведения территории месторождения, скважин, установок

и других нефтепромысловых объектов после завершения работ в состоянии, отвечающее требованиям законодательства РФ, установленным нормам и стандартам РФ, в последние пять лет учтены ликвидационные затраты [37]. В целом за период эти отчисления составят 4157 млн.р. Структура эксплуатационных расходов представлена на рисунке 3.

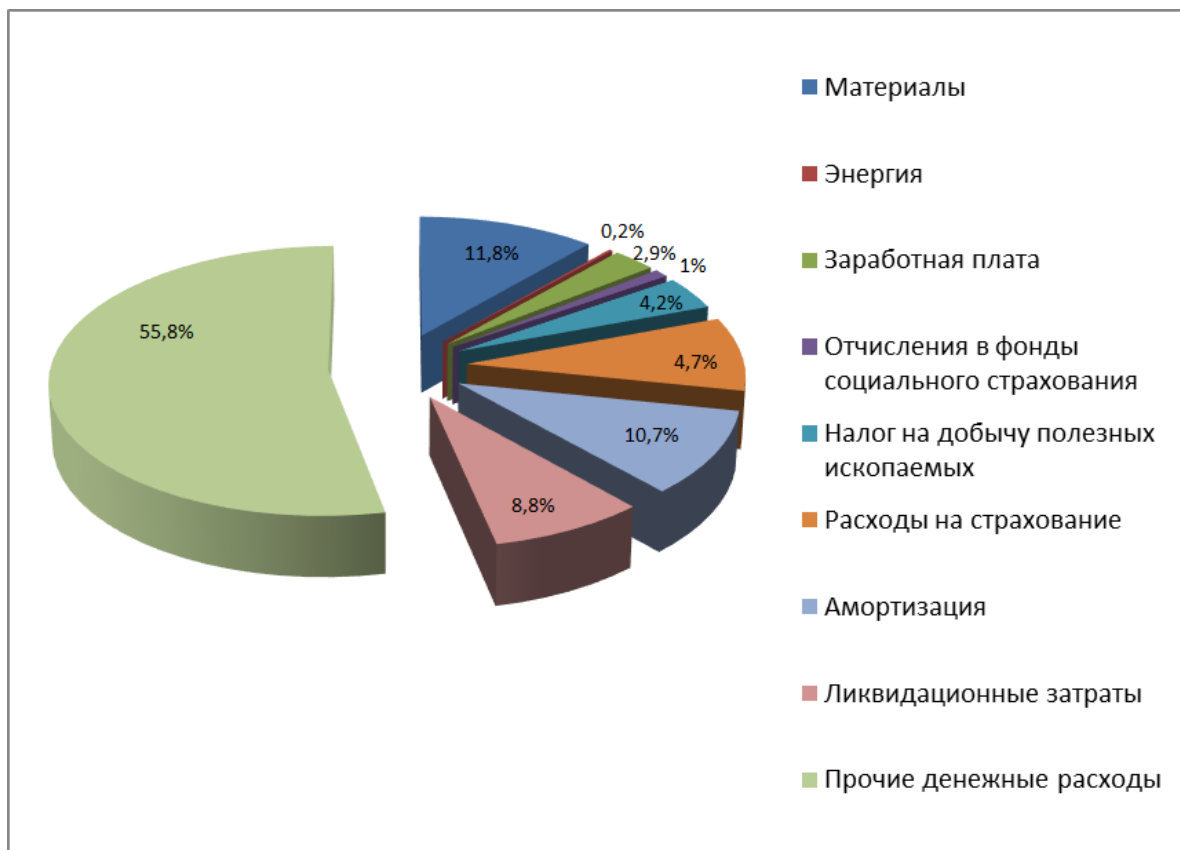


Рисунок 3 – Структура эксплуатационных расходов

На рисунке 3 представлена структура эксплуатационных расходов, в котором мы можем увидеть, что наибольшую долю из них занимает прочие расходы (например расходы на переработку нефти на НПЗ дочерних компаний, расходы на добычу углеводородов, расходы на переработку нефти на НПЗ совместных предприятий, расходы на транспортировку и т.д.), на них приходится около 55% от общей суммы затрат. Для обеспечения оптимальных условий выполнения работ по сборке оборудования на или производственной базе и на монтажной площадке затрачиваются определенные средства, которые идут на покрытие административно-хозяйственных нужд, содержание и амортизацию основных фондов, доля которых приходится около 11%. Так же

расходы на материалы при эксплуатации месторождения приходится около 12% от общей суммы затрат.

3.5 Технико-экономические показатели строительства

Определение периода окупаемости

Период окупаемости определяем из условия, что в течение этого срока сумма поступивших финансов достигает суммы капитальных вложений за весь расчетный период (5 676 млн.руб), этот срок составляет 3 года (8 255 млн.руб). Уточняем месяц:

$$3 + \frac{8255 - 5676}{8255} \approx 3,3 \text{ года}$$

Результаты расчетов экономических показателей выявили, что основные критерии оценки экономической эффективности характеризуют рассмотренный вариант как обеспечивающий экономическую эффективность при проведении работ на месторождении как минимум в течение ближайших 12 лет даже при условии сохранения цены реализации углеводородной продукции.

Принятая для расчета цена 1 тонны нефти на внутреннем рынке 35т. руб. перекрывается затратами на добычу этой тонны на 12-м году реализации проекта (рисунок 4), далее заканчивается рентабельный период и поток наличности становится отрицательным.

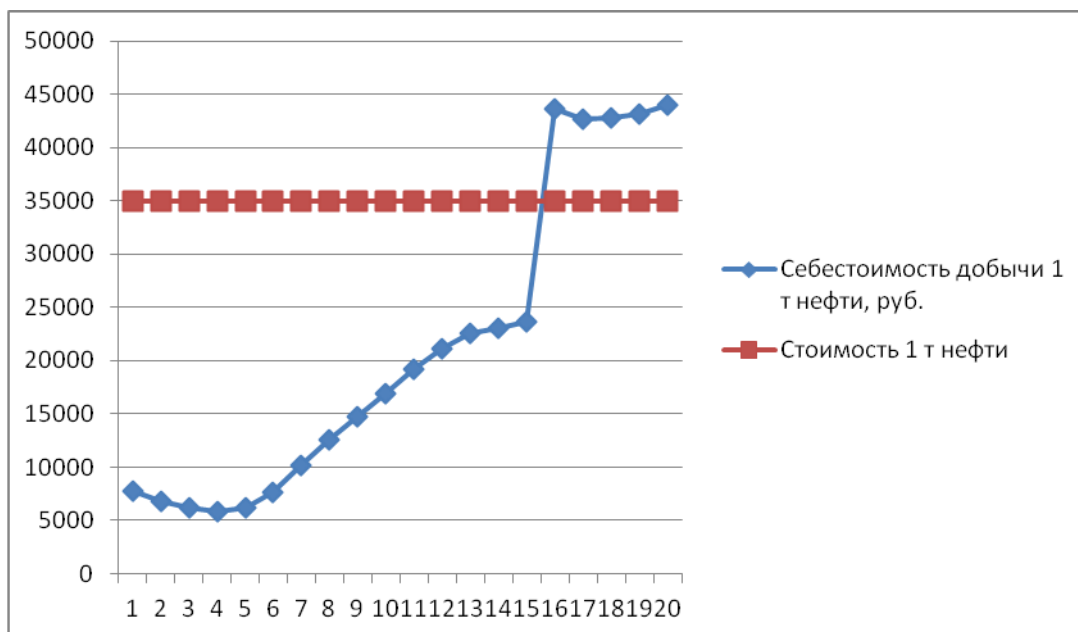


Рисунок 4 – Рост себестоимости и стоимости тонны добываемой нефти

На рисунке 5 представлена динамика капитальных вложений. Проведение данных работ планируется осуществлять в течение всего проектного периода, но последние три года капитальные вложения осуществляются только на обновление оборудования, не входящего в сметы строек, в соответствии со сроками запуска этого оборудования. Необходимые капитальные вложения без налога на добавленную стоимость составляют 5 76 млн. руб.

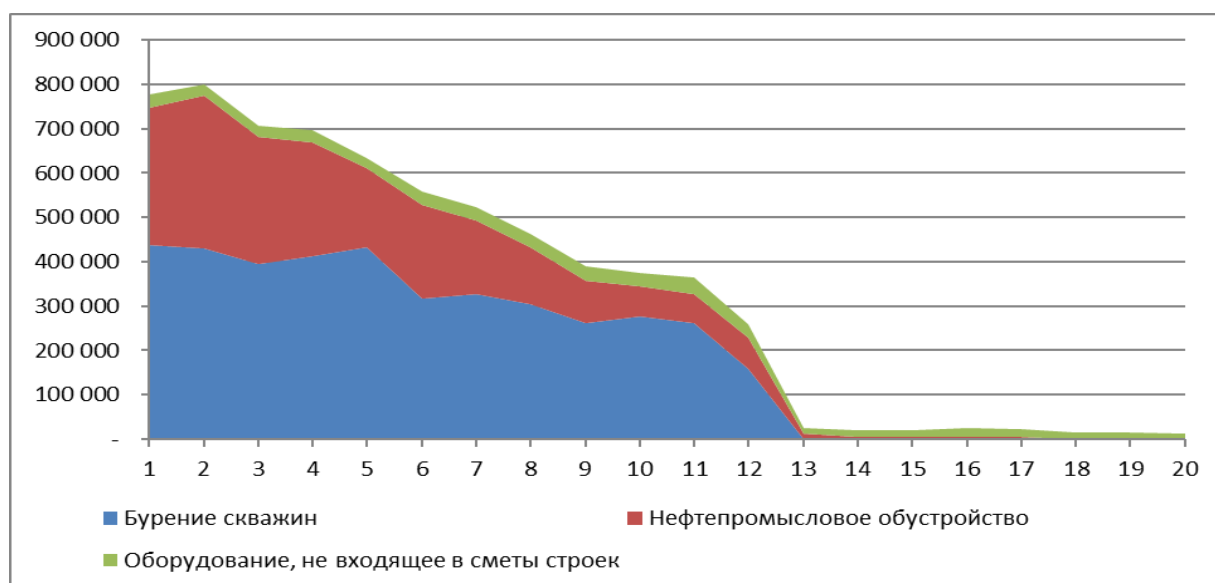


Рисунок 5 – Динамика капитальных вложений (в т.ч. НДС) не указаны единицы измерения

Выручка от реализации продукции, добываемой в соответствии с производственной программой за расчетный период составит 88 630 млн. руб. Чистая прибыль в целом за 20 лет положительна (30 971 млн.р.). Прибыль от реализации, получаемая предприятием, определена в размере 40 100 млн.р. Однако, следует учесть, с 13-го года эксплуатации ее ежегодное значение становится отрицательным (Приложение Б).

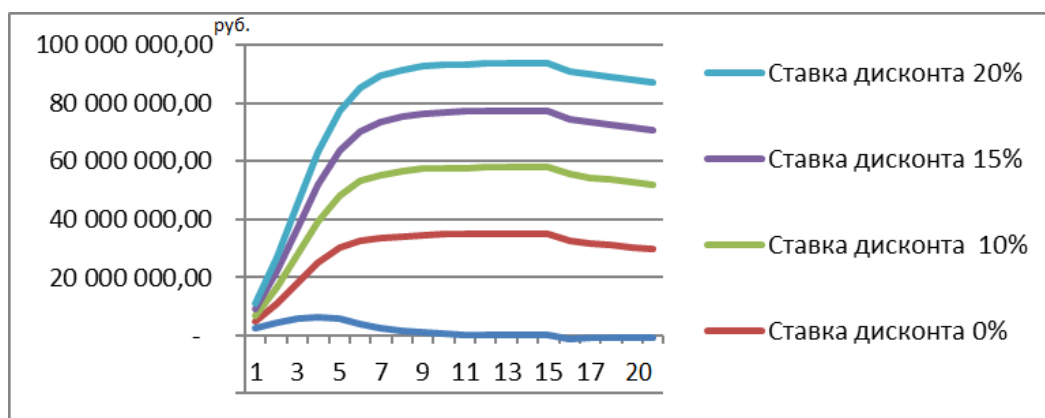


Рисунок 6 – Динамика накопленных потоков наличности

Несмотря на то, что рентабельный срок реализации варианта определен в 11 лет, накопленный дисконтированный поток денежной наличности (NPV) в целом за рассматриваемый период положителен (рисунок 6).

Он составляет (Приложение В):

без учета фактора времени – 30 398 млн.руб;

при ставке дисконта 10% – 22 265 млн.руб;

при ставке дисконта 15% – 18 955 млн.руб;

при ставке дисконта 20% – 16 258 млн.руб;

При этом рентабельность инвестиций (PI) достаточно высока, она составляет:

без учета фактора времени – 636%;

при ставке дисконта 10% – 492%;

при ставке дисконта 15% – 434%;

при ставке дисконта 20% – 386%;

Доход государства (Приложение Г) в случае реализации варианта составит 28 575 млн. руб., в том числе налог на добавленную стоимость, налог на добычу полезных ископаемых и налог на прибыль (рисунок 7).

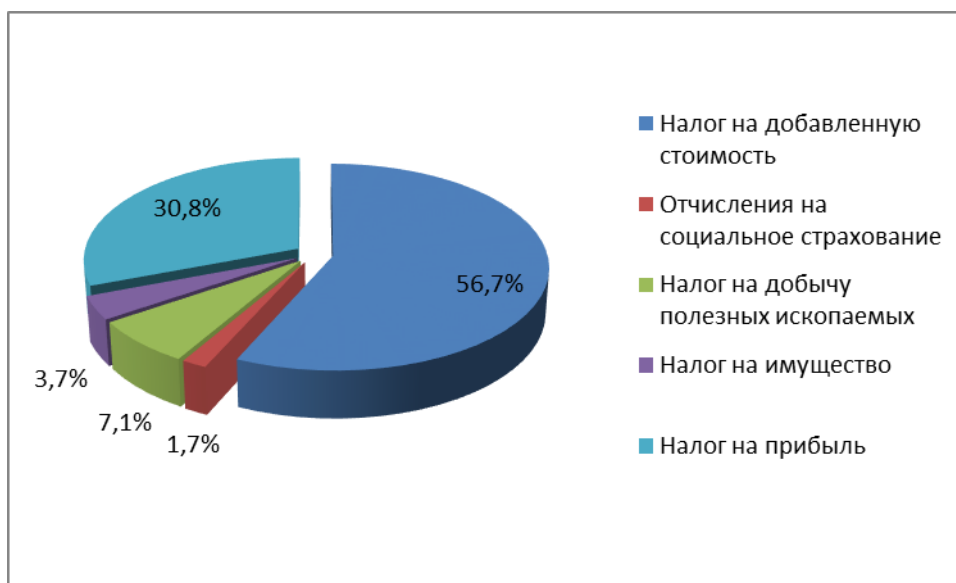


Рисунок 7 – Структура доходов государства.

Основные показатели эффективности эксплуатации месторождения сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Основные показатели эффективности эксплуатации месторождения

Показатель	Период, лет		
	5	12 (рентабельный)	20
Объем реализации нефти, тыс. т	2 131,14	3 549,92	4 028,64
Выручка от реализации продукции на внутреннем рынке, тыс. руб.	46 885 080,00	78 098 130,00	88 630 080,00
Эксплуатационные затраты всего, тыс. руб.	13 655 958,90	31 694 431,37	47 487 155,06
Прибыль от реализации, тыс. руб.	32 975 092,40	45 643 751,61	40 100 340,51
Чистая Прибыль, тыс. руб.	26 380 073,92	36 515 001,28	30 971 590,19
Чистый денежный поток	24 483 619,56	34 637 036,62	30 398 566,44
Доход государства, тыс.руб.	16 424 194,52	25 990 034,41	28 575 592,49
Чистая приведенная стоимость (NPV) :			
Ставка дисконта 0%	24 483 619,56	34 637 036,62	30 398 566,44

Продолжение таблицы 8

С т а в к а д и с к о н т а 10%	17 903 182,96	23 027 191,07	22 265 035,18
С т а в к а д и с к о н т а 15%	15 552 316,00	19 298 501,62	18 955 748,67
С т а в к а д и с к о н т а 20%	13 634 211,14	16 418 365,73	16 258 940,33
И н д е к с ч и с т о й д о х о д н о с т и (р е н т а б е л ь н о с т и) и н в е с т и ц и й (PI)			
С т а в к а д и с к о н т а 0%	5, 31	7, 10	6, 36
С т а в к а д и с к о н т а 10%	4, 15	5, 06	4, 92
С т а в к а д и с к о н т а 15%	3, 74	4, 40	4, 34
С т а в к а д и с к о н т а 20%	3, 40	3, 89	3, 86

Таким образом, расчетами подтверждается, что предложенный вариант даже в заданных экономических условиях способен обеспечить экономическую эффективность проведения на месторождении работ в рамках своей производственной программы в целом за 20-летний период. В работе не предполагается коммерческая реализация попутного газа, хотя, судя по объемам добычи налицо явное преимущество варианта переработки газа. Увеличение NPV такого варианта утилизации может снизить негативное влияние на общую ценность проекта.

Снижение общих капитальных затрат произойдет в том числе и из-за значительного снижения затрат на логистику (использование имеющихся мощностей регионального партнера). Резкое увеличение себестоимости тонны добываемой нефти на 13-й год эксплуатации в частности связано с увеличением суммы заработной платы, а также пропорционально увеличивается с ростом затрат на вспомогательные материалы и амортизационные отчисления.

Таким образом, уделяя должное внимание этим факторам, компания может более детально контролировать значение себестоимости продукции.

3.6 Оценка чувствительности проекта

Для принятия эффективного инвестиционного решения необходимо провести анализ чувствительности и определить критические параметры проекта.

Анализ чувствительности инвестиционного проекта состоит в оценке влияния изменения какого-либо одного параметра проекта на показатели эффективности проекта при условии, что прочие параметры остаются неизменными. Например, для оценки чувствительности проекта к увеличению цены единицы продукции необходимо зафиксировать остальные параметры инвестиционного решения на базовом уровне, а цену единицы увеличить на прогнозируемую величину, например на 10 %. Затем вновь определить чистую текущую стоимость проекта (как основной результирующий показатель) и сравнить ее с базовой величиной NPV.

В инвестиционном анализе существует базовая модель зависимости результативного показателя от влияния внешних и внутренних факторов, которая может быть представлена следующим образом:

Для оценки эффективности разработки в условиях нестабильности внешней и внутренней среды проведен расчет чувствительности варианта проекта к основным факторам риска. Наиболее полно отражают среду неопределенности осуществления проекта такие входные параметры расчетной экономико-математической модели, как извлекаемые запасы, цена реализации углеводородного сырья, а так же уровни капитальных и эксплуатационных затрат. Исходя из этого рассчитано влияние изменения указанных показателей на основной критерий экономической эффективности рекомендуемого варианта разработки – накопленный дисконтированный поток наличности.

Исследована чувствительность основных показателей экономической эффективности к следующим факторам:

- капитальным вложениям (инвестициям);
- эксплуатационным затратам (без амортизационных отчислений);
- цене реализации нефти.

На рисунке 9 представлена зависимость чистого дисконтированного дохода (ЧДД) проекта от изменения варьируемых факторов в пределах от -20 до 20 %, на рисунке 10 - зависимость внутренней нормы доходности (ВНД) от изменения факторов в тех же пределах при уплате НДС.

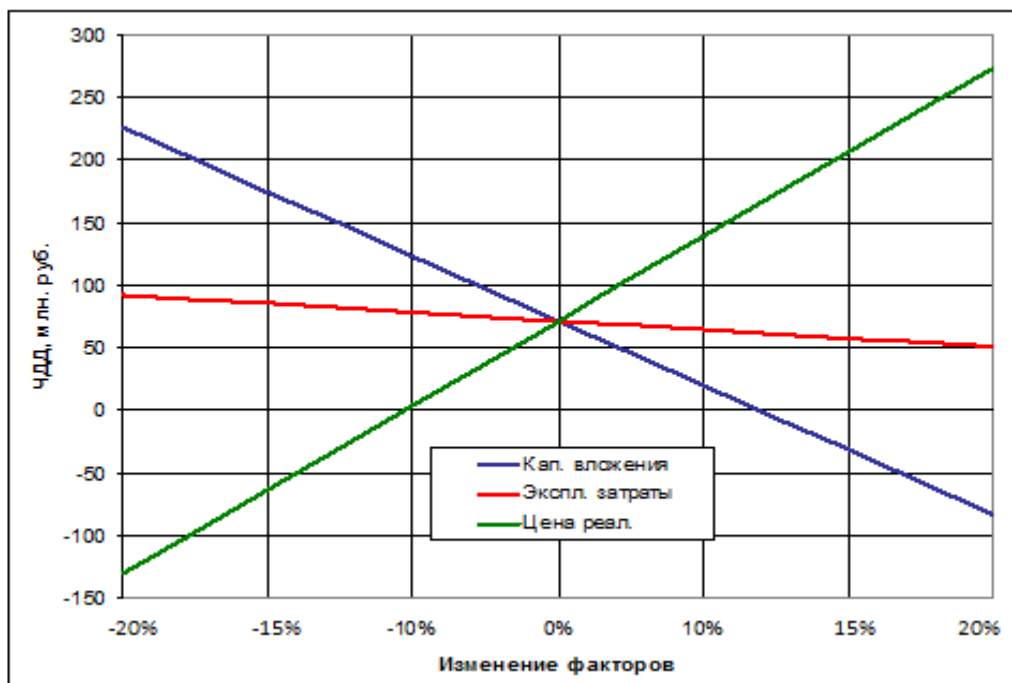


Рисунок 9 – Зависимость ЧДД от уровней капитальных вложений, эксплуатационных расходов и цены на нефть

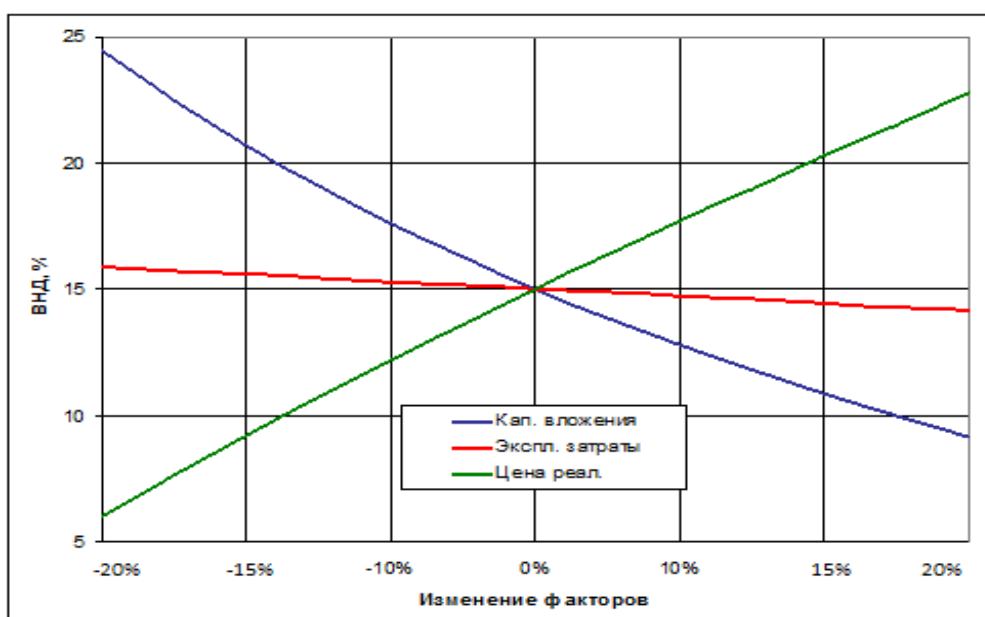


Рисунок 10 – Зависимость ВНД от уровней капитальных вложений, эксплуатационных расходов и цены на нефть

Исследование влияния изменения варьируемых факторов в пределах $\pm 20 \%$ на основные показатели экономической эффективности разработки Восточно-Таркосалинского месторождения показало, что на устойчивость проекта наибольшее влияние оказывает цена реализации нефти. Ее снижение на 15 и более процентов приводит к тому, что проект становится нерентабельным. Сильное влияние на основные показатели экономической эффективности оказывает объем капитальных вложений, вследствие его увеличения на 19 % и больше проект также станет нерентабельным. Влияние же эксплуатационных затрат не так велико по сравнению с другими рассматриваемыми факторами, при любом их изменении в рассматриваемых пределах проект остается экономически эффективным.

Анализ чувствительности также показал, что изменение анализируемых факторов (главным образом, рост цены реализации нефти и сокращение объема капитальных вложений на строительство скважин и обустройство месторождения) может привести к существенному улучшению показателей экономической эффективности проекта.

4 Социальная ответственность

В данной главе анализируется процесс управления корпоративной социальной ответственностью. В частности, дана краткая характеристика корпоративной социальной ответственности ПАО «НОВАТЭК». Предложены рекомендации по улучшению управления корпоративно-социальной ответственностью.

Под корпоративной социальной ответственностью (далее — КСО) понимается финансирование компаниями проектов, программ и различных мероприятий, которые не приносят компании доход и не связаны со сферой ее деятельности, а имеют целью улучшение жизни людей. В рамках КСО чаще всего инвестируются средства в развитие инфраструктуры (медицина, учреждения школьного и дошкольного образования, культуры, спортивные объекты и пр.), а также в проведение культурных мероприятий и поддержку малоимущих и других групп населения, нуждающихся в помощи (например, ветеранов). В более широком смысле КСО также может включать финансирование спортивных состязаний (в том числе по профессиональному спорту), конкурсов в сфере музыки, искусства и т. д.

4.1 Внутренняя социальная политика предприятий

4.1.1 Безопасность труда

ПАО «НОВАТЭК» видит своей основной задачей в области охраны труда и промышленной безопасности сохранение жизни и здоровья человека и стремится занять лидирующее положение среди наиболее ответственных компаний в этой сфере за счет соблюдения самых высоких стандартов безопасности, регулярного контроля, использования передовых технологий и обучения персонала.

В Группе компаний «НОВАТЭК» с 2005 года действует Политика в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны

труда. В Компании с 2009 года внедрена Интегрированная система управления вопросами охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда, которая соответствует требованиям международных стандартов ISO 14001:2004 и OHSAS 18001:2007. В 2016 году ПАО «НОВАТЭК» успешно прошло второй надзорный аудит Интегрированной системы управления без несоответствий. Объем финансирования расходов в области промышленной безопасности и охраны труда в 2016 году составил 693 млн. рублей.

В соответствии с требованиями Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и «Правилами организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» во всех дочерних обществах Компании разработаны Положения об организации и осуществлении производственного контроля, созданы комиссии производственного контроля, осуществляющие периодические проверки по соблюдению требований промышленной безопасности и охраны труда.

В рамках специальной оценки условий труда осуществляется контроль над влиянием вредных и опасных факторов на рабочих местах, по итогам оценки разрабатываются мероприятия по улучшению условий труда. В отчетном году проведена специальная оценка условий труда на 4 830 рабочих местах. По результатам оценки рабочих мест с опасными условиями труда выявлено не было.

4.1.2 Добровольное медицинское страхование

Программа добровольного медицинского страхования работников Программа включает в себя полное поликлиническое обслуживание, стоматологическую помощь, организацию экстренных и плановых госпитализаций. Расходы на программу добровольного медицинского страхования в 2016 г.— 125,1 млн. руб. Программа санаторно-курортного

оздоровления Работники Компании и члены их семей обеспечиваются санаторно-курортными путевками на льготных условиях. Благодаря этой программе в 2016 году санаторно-курортным оздоровлением воспользовались 3 479 человек, которые отдохнули в 45 здравницах, расположенных в самых живописных уголках России. Расходы на программу санаторно-курортного оздоровления в 2016 г. – 132,1 млн. руб.

Количество работников и членов их семей, воспользовавшихся санаторно-курортным оздоровлением в Группе компаний «НОВАТЭК» 2013 год – 1876 чел., 2014 год – 2464 чел., 2015 год – 1882 чел., 2016 год – 3479 чел.

Для работников Общества сформирована и действует страховая защита на случай смерти, полной или частичной утраты трудоспособности в результате несчастного случая, причем работники застрахованы не только на период исполнения ими служебных обязанностей, но и во внерабочее время. Подходы к обеспечению работников добровольным страхованием от несчастных случаев начали успешно реализовываться и в подрядных организациях Компании.

4.1.3 Кадровая политика

Политика компании в области управления кадрами ориентирована на соблюдение российских норм. Вот наши основные принципы:

- равные возможности при приеме на работу при условии соответствия квалификации претендента требованиям компании;
- отсутствие дискриминации по любым признакам;
- неприменение детского труда, а также принудительного труда работников;
- равные возможности для профессионального роста;
- социальное партнерство, соблюдение баланса интересов работников и работодателя;
- постоянное обучение и развитие профессиональных навыков.

Одной из наиболее важных составляющих устойчивого развития Компания считает ответственное и справедливое отношение к персоналу. ПАО «НОВАТЭК» рассматривает своих работников как важнейший актив, который позволяет Компании развиваться и способствует укреплению ее конкурентных позиций. Работники вносят огромный вклад в настоящее и будущее бизнеса за счет собственных ресурсов (интеллектуальных, физических, творческих и пр.).

В Компании действует система управления персоналом, основанная на принципах справедливости, уважения, равных возможностей, непрерывного диалога руководства и сотрудников. Кроме того, ПАО «НОВАТЭК» заботится о профессиональном росте своих сотрудников, для этого разработана и успешно действует система обучения и развития персонала. По состоянию на конец 2016 года численность работников ПАО «НОВАТЭК», его дочерних обществ и совместных предприятий составляла 11536 человек, которые являются штатными сотрудниками.

Абсолютное большинство сотрудников работают на условиях полной занятости, и Компания является для них основным местом работы. В настоящем отчете не учитываются сотрудники, работающие на условиях внешнего совместительства, поскольку их доля (менее 0,5%) для Компании незначительна. Компания практически не пользуется услугами внештатных сотрудников, а также работников, которые юридически занимаются индивидуальной трудовой или предпринимательской деятельностью.

4.1.4 Оздоровление, спорт и организации отдыха сотрудников

Большое внимание в Обществе уделяется здоровому образу жизни сотрудников, развитию физической культуры и спорта.

Работодатель обеспечивает организацию и финансирование мероприятий, направленных на формирование и развитие корпоративной культуры Общества.

В данный комплекс мероприятий в 2016 году входили:

- поздравление работников с 8 марта и 23 февраля;
- поздравление работников со значимыми событиями в жизни (день рождения, заключение брака, рождение детей);
- корпоративные торжества в связи с празднованием профессионального праздника «День работников нефтяной и газовой промышленности»;
- новогодние праздничные торжества, включая приобретение новогодних подарков для детей работников;
- турниры по боулингу среди работников Общества;
- компенсация работникам затрат на общефизическую подготовку (плавание, фитнес, аэробика, шейпинг);
- проведение конкурса детских рисунков.

Санаторно-курортное лечение и оздоровление работников и членов их семей рассматриваются в качестве эффективного направления профилактики заболеваемости и сохранения профессионального долголетия нефтяников. В 2016 г. оздоровлено более 1154 тыс. работников, пенсионеров и членов семей в здравницах Сочи, Анапы, Белокурихи, Крыма и других регионов России.

4.2 Внешняя социальная политика предприятий

4.2.1 Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды

В 2016 году утверждена новая редакция Политики ПАО «НОВАТЭК» в области охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда, которая определяет обязательства в соответствии с лучшими российскими и международными практиками. В дочерних и зависимых обществах функционирует Интегрированная система управления вопросами охраны окружающей среды, промышленной безопасности и охраны труда (ИСУ), которая соответствует требованиям международных стандартов ISO

14001:2004 и OHSAS 18001:2007. В 2016 году ПАО «НОВАТЭК» успешно прошло второй надзорный аудит ИСУ, несоответствия выявлены не были.

Компания осознает свою ответственность за сохранение окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов. Как и любая производственная деятельность, деятельность ПАО «НОВАТЭК» по добыче и переработке газа и жидких углеводородов оказывает воздействие на окружающую среду, поэтому охрана окружающей среды является одним из приоритетов Компании. Экологический фактор учитывается при принятии любых решений, связанных с производством. В области охраны окружающей среды «НОВАТЭК» ставит перед собой следующие задачи:

- сокращать и предотвращать негативные воздействия на окружающую среду;
- соблюдать требования отечественного законодательства в области охраны окружающей среды и соответствовать международным стандартам в этой области;
- рационально использовать природные ресурсы и энергию, внедрять безотходные и малоотходные технологии, технологии безопасного накопления, хранения и утилизации отходов производства и потребления;
- улучшать и совершенствовать свою деятельность в области охраны окружающей среды, в том числе систему управления вопросами экологии;
- вовлекать весь персонал Компании, а также поставщиков и подрядчиков в работу по достижению целей экологической политики; — поддерживать высокий уровень знаний и ответственности персонала в области охраны окружающей среды.

Кроме того, Компания ведет регулярный мониторинг по важнейшим экологическим аспектам производственной деятельности. Результаты мониторинга документируются и анализируются, на их основе разрабатываются целевые программы и планы природоохранных мероприятий

с достаточным финансированием. Данные программы направлены на: сокращение выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду; контроль над размещением отходов и охраной водных объектов; рациональное землепользование и качественную рекультивацию нарушенных земель. □

4.2.2 Благотворительность и спонсорство

«НОВАТЭК» уделяет большое внимание социальной и благотворительной деятельности. В 2016 году продолжила реализацию проектов, направленных на поддержку образования и культуры, сохранение и возрождение национальных ценностей и духовного наследия России, продвижение российского искусства и его интеграцию в мировое культурное пространство, развитие массового спорта и спорта высших достижений. «НОВАТЭК» заключает соглашения с администрациями регионов присутствия, на их территории распространяет корпоративные проекты и реализует программы, направленные на создание благоприятных условий для повышения уровня жизни населения, сохранение национальной самобытности народов Севера.

Объем прямого финансирования «НОВАТЭК», направленного на реализацию благотворительных проектов, культурных и образовательных программ, а также на поддержку коренных малочисленных народов Севера, составил в 2016 году 1,9 млрд. рублей. Наиболее значительная часть финансирования (60,1%) по итогам отчетного года была направлена на поддержку коренных народов Севера.

Социальные инвестиции направлены на повышение качества жизни и формирование комфортной социальной среды для населения регионов ее деятельности. В рамках соглашений, заключенных с регионами, Компания в 2016 году инвестировала средства в Ямало-Ненецкий автономный округ, Ленинградскую, Челябинскую, Тюменскую, Самарскую и Костромскую

области. «НОВАТЭК» направлял средства на строительство, ремонт и укрепление материально-технической базы объектов социального назначения, на финансирование мероприятий по реализации образовательных, культурных и детско-юношеских программ и проектов, оказывал поддержку малообеспеченным семьям, инвалидам, людям пожилого возраста

4.3 Структура программ КСО

4.3.1 Стейкхолдеры

Стейкхолдеры – заинтересованные стороны, на которые деятельность организации оказывает как прямое, так и косвенное влияние. Например, к прямым стейкхолдерам относятся потребители или сотрудники компании, а к косвенным – местное население, экологические организации и т.д. Важным представляется то, что в долгосрочной перспективе для организации важны как прямые, так и косвенные стейкхолдеры. По отношению к нефтегазовому комплексу можно выделить следующие группы стейкхолдеров:

- Прямые (Сотрудники, организации по производству и реализации нефтегазового оборудования, нефтеперерабатывающие заводы, торговые объекты, реализующие нефтегазовую продукцию, научно-исследовательские учреждения, потребители продукции и услуг, предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке.);
- Косвенные (Правительство РФ, Федеральная налоговая служба, Федеральная таможенная служба, Министерство энергетики РФ).

Таблица 9 – Стейкхолдеры ПАО «НОВАТЭК»

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Сотрудники ПАО «НОВАТЭК»	Министерство энергетики РФ
Организации по производству и реализации нефтегазового оборудования	Правительство РФ
Нефтеперерабатывающие заводы	Всемирный фонд дикой природы
Научно-исследовательские учреждения	

Торговые объекты, реализующие нефтегазовую продукцию	Федеральная налоговая служба
Потребители продукции и услуг	Федеральная таможенная служба
Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке	Иные органы власти

Основную часть предприятия занимают прямые стейкхолдеры. К косвенным стейкхолдерам же относятся органы управления федерального, местного и регионального уровня. Для предприятий нефтегазовой промышленности, деятельность которых строго регулируется Правительством РФ и органами власти, влияние косвенных стейкхолдеров значительно.

Основные направления социальной политики ПАО «НОВАТЭК» созвучны национальным проектам, реализуемым Правительством Российской Федерации, – «Доступное жилье», «Образование» и «Здоровье».

4.3.2 Структура программ КСО

Таблица 10 – Структура программ КСО

Наименование мероприятия	Элемент	Стейкхолдеры	Сроки реализации и мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Благотворительность	Благотворительные пожертвования	Предприятия социальной сферы, нуждающиеся в финансовой поддержке, Потребители услуг	Ежегодно	Поддержка социально незащищенных групп населения, ветеранов войны и труда, людей с ограниченными возможностями, детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей, пенсионеров, малообеспеченных и многодетных семей
Безопасность труда	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия, органы власти по охране труда	Ежегодно	Создание безопасной рабочей зоны для сотрудников, свести к минимуму риск аварийных ситуаций и уменьшить производственный травматизм.

Социальная политика	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия, Научно-исследовательские учреждения	Ежегодно	Улучшение условий труда, быта и отдыха сотрудников, мониторинг состояния здоровья, развитие спорта, поддержка пенсионеров и ветеранов, содействие развитию регионов присутствия, добровольное страхование
Кадровая программа	Социально-ответственное поведение	Сотрудники предприятия	Ежегодно	Обеспечение потребности в высококвалифицированном персонале
Окружающая среда	Социально-ответственное поведение	Потребители продукции и услуг	Ежегодно	Обеспечения экологической безопасности производственных объектов, охраны атмосферного воздуха, водных ресурсов и восстановления земель, мониторинга природной среды и объектов производства

Все программы корпоративной социальной ответственности предприятия направлены именно на повышения уровня жизни населения, безопасности труда и повышения качества жизни сотрудников.

Нефтегазовые компании в рамках КСО инвестируют в сферы, которые напрямую влияют на жизнь местных сообществ. Значительная часть средств большинства компаний направляется на развитие социальной инфраструктуры и образования.

Таблица 11 – Затраты на мероприятия КСО ПАО «НОВАТЭК» в 2016 г.

Наименование мероприятия	Единица измерения	Цена, млрд. руб.	Стоимость реализации на планируемый период, млн.руб.
Спонсорство и благотворительность	Общая сумма на год	19,8	19,8
Безопасность производства	Общая сумма на год	5,5	5,5
Инвестиционная политика в человеческий капитал	Общая сумма на год	25,8	25,8
Программа «экология»		28,2	28,2
ИТОГО			79,3

Финансирование социальной программы Компании осуществляется по следующим основным направлениям:

- улучшение жилищных условий сотрудников (доля затрат – 17,3% от общей суммы расходов на социальный блок);
- создание оптимальных условий труда и отдыха (38,7%);
- охрана здоровья и поддержка здорового образа жизни (20,4%);
- негосударственное пенсионное обеспечение (10,8%);
- социально-экономическое развитие регионов (14,4%);
- содержание социальной инфраструктуры (4,9%);
- благотворительность (3,8%).

Основным механизмом финансирования социальных проектов компаниями являются соглашения о социально-экономическом сотрудничестве с регионами. Данные соглашения позволяют координировать работу по отбору и реализации проектов, например по строительству или ремонту социально важных объектов, с региональными органами власти.

Все программы корпоративной социальной ответственности предприятий направлены именно на повышения уровня жизни населения, безопасности труда и повышения качества жизни сотрудников. Таким образом, можно сделать вывод, что программы КСО соответствуют целям и стратегии организации.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод о широкой и разносторонней программе корпоративной социальной ответственности предприятия, направленной на все стороны деятельности.

Заключение

На сегодняшний день главной особенностью развития сырьевой базы нефтегазовой промышленности России в перспективе является усложнение структуры запасов, снижение эффективности геолого-разведочных работ, рост глубин залегания продуктивных горизонтов, уменьшение размеров вновь открываемых месторождений и т.д., что вызывает рост затрат в разведку и разработку месторождений.

В работе нами были предложены ряд показателей оценки эффективности инвестиций в обустройство нефтяного месторождения. Были применены и рассчитаны оценочные показатели, среди которых были:

- капитальные вложения;
- эксплуатационные расходы;
- поток наличности (PV);
- дисконтированный поток наличности (NPV) для трех вариантов ставки дисконтирования: 10%, 15%, 20%;
- прибыль от реализации;
- чистая прибыль
- срок окупаемости;
- доход государства;

На основе анализа расчетов подтверждено, что предложенный вариант обустройства даже в заданных экономических условиях способен обеспечить экономическую эффективность проведения на месторождении работ в рамках своей производственной программы в целом за 20-летний период. В работе не предполагается коммерческая реализация попутного газа, хотя, судя по объемам добычи налицо явное преимущество варианта переработки газа. Увеличение NPV такого варианта утилизации может снизить негативное влияние на общую ценность проекта.

Снижение общих капитальных затрат произойдет в том числе и из-за значительного снижения затрат на логистику (использование имеющихся мощностей регионального партнера). Резкое увеличение себестоимости тонны добываемой нефти на 13 году эксплуатации в частности связано с увеличением суммы заработной платы, а также пропорционально увеличивается с ростом затрат на вспомогательные материалы и амортизационные отчисления.

Результаты исследований представляют собой решение актуальной научной задачи оценки экономической эффективности до разработки нефтяных месторождений, имеющей важное народнохозяйственное значение

Анализ чувствительности также показал, что изменение анализируемых факторов (главным образом, рост цены реализации нефти или сокращение объема капитальных вложений на строительство скважин и обустройство месторождения) может привести к существенному улучшению показателей экономической эффективности проекта

Доказано, что оценка экономической эффективности нефтяного месторождения адекватна оценке экономической эффективности инвестиционного проекта по его до разработке. Предложена методика оценки экономической эффективности проектов до разработки нефтяных месторождений оценочными показателями экономической эффективности являются дисконтированный реальный эффект, рентабельность полных затрат и внутренняя норма рентабельности.

Несмотря на то, что рентабельный срок реализации варианта определен в 11 лет, накопленный дисконтированный поток денежной наличности (NPV) в целом за рассматриваемый период 20 лет положителен.

- без учета фактора времени – 30 398 млн.руб;
- при ставке дисконта 10% – 22 265 млн.руб;
- при ставке дисконта 15% – 18 955 млн.руб;
- при ставке дисконта 20% – 16 258 млн.руб;

Для увеличения привлекательности проектов разработки с целью сокращения безвозвратных потерь нефти в недрах необходимо их государственное стимулирование, льготное налогообложение. Использование регионами налоговых поступлений, вызванных внедрением проектов разработки нефтедобывающими предприятиями, должно быть направленно на развитие производств, позволяющих в перспективе сохранить и максимально использовать инфраструктуру и трудовой потенциал региона, обеспечить жизнедеятельность населения.

Список используемых источников

1. Андреев А.Ф., Дунаев В.Ф., Зубарева В.Д., Иваник В.В., Иванов А.В., Кудинов Ю.С., Пономарев В.А., Саркисов А.С., Хрычев А.Н. Основы проектного анализа в нефтяной и газовой промышленности.- М.:, 2012.- 341с.
2. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д., Курпитко В.Г., Саркисов А.С. Оценка рисков нефтегазовых проектов. М., Из-во «Нефть и газ», 2012.- 212с.
3. Андреев А.Ф. Оценка эффективности и планирование проектных решений в нефтегазовой промышленности. М.: Нефть и газ, 2007.- 276 с.
4. Баранов А.О., Музыко Е.И., Павлов В.Н. Новые методы оценки экономической эффективности инновационных проектов в промышленности: реальные опционы и теория нечетких множеств // Материалы IV Международной конференции в г. Омске. – 2015. – С. 211 – 219.
5. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика. - М.: Дело, 2012. – 888 с.
6. Герт А.А., Волкова К.Н., Немова О.Г., Супрунчик Н.А. Геолого-экономическая и стоимостная оценка месторождений и участков недр, содержащих запасы и ресурсы нефти и газа. – Нск., 2013. – 122 с.
7. Герт А.А., Волкова К.Н., Немова О.Г., Супрунчик Н.А. Методика и практический опыт стоимостной оценки запасов и ресурсов нефти и газа. Нск.: Наука, 2007. - 384 с.
8. Исмагулова Д. М. Понятие инвестиций и их роль в экономике / Д. М. Исмагулова, А. А. Айдаралиева // Молодой ученый. - 2011. №7. - С. 83-86.
9. Коссов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция). - М.: Экономика, 2010. - 421 с.

10. История возникновения инвестиций [Электронный ресурс]: Инвестиционный менеджмент. – 06.12.2015. – Режим доступа: <http://www.investforma.ru/sushhnost-investicij/6-istorija-vozniknovenija-investicij.html>, [дата обращения 20.04.2017]
11. Сущность инвестиций [Электронный ресурс]: Все об инвестициях. – 05.05.2013. – Режим доступа: http://investforum2012.narod2.ru/suschnost_investitsii/, свободный
12. Интенсивный курс МВА: учеб. пособие для вузов / Фальцмана В.К., Крылатых. Э.Н.; отв. ред. А.П.Сухов - М.: ИНФРА-М., 2011 - 544 с.
13. Асаул А.Н. Модернизация экономики на основе технологических инноваций / А.Н. Асаул, Б.М.Карпов, В. Б. Перевязкин, М.К. - СПб: АНО ИПЭВ, 2008. - 606 с.
14. Бочаров В.В. Инвестиции. Учебник для вузов. – СПб.: Питер, 2009. 384 с.
15. Соотношение сбережений и инвестиций. Дж.М. Кейнс [Электронный ресурс]: Экономическая теория. - 18.08.2009. - Режим доступа: <http://ecouniver.com/economik-rasdel/istekuz/170-sootnoshenie-sberezhenij-i-investicij-dzhm-kejns.html>, свободный
16. Топсahalова Ф.М-Г. Инвестиции. – М.: Академия Естествознания, 2010. – 231 с.
17. Мальцева Ю.Н. Инвестиции / Мальцева Ю.Н., Каткова М.А., Мальцева Ю.Н. – М.: Дашков и К, 2012. – 188 с.
18. Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений [Электронный ресурс]: Федеральный закон от 25 февраля 1999 г. № 39-ФЗ / Правовая система КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/online/base/?req=doc;base=LAW;n=70033>, свободный
19. Понятие инвестиций. Виды инвестиций и их характеристика [Электронный ресурс]: Экономикс. – 02.06.2013 – Режим доступа: <http://economics->

now.ru/finansy-organizacii/ponyatie-investicijj-vidy-investicijj-i-ikh-kharakteristika.html, свободный

20. Суглобов А.Е. Бухгалтерский учет и аудит / А.Е. Суглобов, Б.Т. Жарылгасова. – М.: Кнорус, 2010. – 496 с.
21. Инвестиции в основной капитал по источникам финансирования с 2001 по 2009 гг. [Электронный ресурс]: Официальный сайт федеральной службы государственной статистики. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat/rosstatsite/main/publishing/catalog/statisticCollections/doc_1135075100641, свободный
22. Источники инвестиций и основные способы их финансирования [Электронный ресурс]: Все об инвестициях. – 05.06.2017 – Режим доступа: <http://www.owninvest.ru/vse-o-investiciyah/4-istochniki-investicij-i-osnovnye-sposoby-ih-finansirovaniya.html>, свободный
23. Васильева Л.С. Финансовый анализ / Васильева Л.С., Петровская М.В. – М.: КНОРУС, 2009 – 416 с.
24. Лифренко Г.Н. Финансовый анализ организации. – М.: Экзамен, 2010 – 160 с.
25. Батурина И.А. Анализ инвестиционной привлекательности оборотных активов хозяйствующего субъекта / Батурина И.А. // Экономический анализ: теория и практика. - 2010. - №3. - С.108-110.
26. Источники инвестиций [Электронный ресурс] Стратегия и управление. – 10.06.2013 - Режим доступа: <http://www.strategplann.ru/investitsii/istochniki-investitsij.html>, свободный
27. Т.С. Колмыкова. Инвестиционный анализ. - М.: Дело, 2009. – 421 с.
28. Салимов Л.Н. Сущность инвестиционной активности и её значение в управлении региональной экономикой / Салимов Л.Н. // Вестник Челябинского государственного университета. - 2009. № 9. С. 83 - 89.
29. Лаврентьева А.В. Эффективность инвестиционных процессов и проектов / А.В. Лаврентьева, О.А. Стародубцева // ИнВестРегион. 2011. - № 3. – С. 75-80

30. Каменев Н.А. Проблемы современной экономики / Каменев Н.А. // Евразийский международный научно-аналитический журнал. - 2010. № 3(35). С. 7-9.
31. Глущенко М.Е. Методологические подходы к оценке инвестиционной привлекательности предприятий ЖКХ / Глущенко М.Е. // Экономический анализ: теория и практика. - 2009. - №2. – С. 7 - 12.
32. Бердникова Т.Б. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия. - М.: Инфра-М, - 2009. – 215 с.
33. Иванов А.П. Принципы и факторы определения инвестиционного рейтинга предприятий / Иванов А.П., Сахарова И.В., Хрусталеv Е.Ю. // Консультант директора. - 2009. - №12. - С. 31-34.
34. Матвеев Т.Н. Оценка инвестиционной привлекательности предприятия / Матвеев Т.Н. // Труды МГТА. – 2011. - №3 – С. 9-15.
35. Давидович И.Э. Контроллинг. - К.: ЦУЛ, 2008. – 552 с.
36. Алексеев А.В. Источники инвестиций в Российскую экономику: узок их круг / Алексеев А.В. // Инвестиции в России. – 2009. - № 3. – С. 3 – 10.
37. Дасковский В.Н. Кредитно-денежная политика – инвестиционный голодомор экономики России / Дасковский В.Н., Киселев В.А. // Инвестиции в России. - 2009. - № 6. - С. 13-25
38. Каз М.С. Системы оценки деловой репутации и социальной ответственности: пути интеграции / М.С. Каз, Е.С, Сакун // Вестник Томского Государственного Университета. – 2010.- №3(11) – С. 1- 6.
39. Инвестиции: учебник / В.В. Иванов, В.В. Ковалев; отв. ред. Лялин В.А. – 2-е изд., - М.: Проспект, 2010. – 597 с.
40. Инвестиции: учебник для вузов / под общ. ред. проф. Н.И. Лахметкиной. - М.: Кнорус, 2009. – 114с.
41. Кушлин В.И. Государственное регулирование рыночной экономики - М.: РАГС, 2009. - 834 с.
42. Налоговый Кодекс Российской Федерации. Часть I и II.

43. Регламент составления технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96). – Москва, 1996.
44. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник для вузов / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; под ред. В. Ф. Дунаева. — 4-е изд., испр. и доп. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2010. — 336 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) — Библиогр.: с. 331.

Приложение А

General methodology of economic evaluation of deposits

1 General methodology of economic evaluation of deposits and calculation of operating revenues

1.1 Stages of economic evaluation

In principle, the decision to conduct each subsequent stage of subsoil exploration, starting with the assessment stage, should receive an economic justification.

Materials of such calculations are usually drawn up in the form of special documents: technical and economic calculations (TER), technical and economic considerations (TES), technical and economic reports (TED) or feasibility studies of proposed solutions. Depending on the conclusions of such calculations, the company decides to proceed to the next stage of geological exploration, to switch to exploration with the subsequent development of the field, or refuses to continue works because of the high risk of non-return of investments or the unacceptably low profitability of future production.

According to the norms established in Russia, in the stages of assessment and exploration, technical and economic calculations are an obligatory element of ongoing research. Usually, before the completion of a full cycle of exploration based on the information obtained on the reserves and quality of oil, the distribution of these reserves in the bowels and technological conditions of the deposit, a feasibility study of the exploratory (estimated) conditions (TEO condition) is made. In this document, technical and economic calculations substantiate the requirements for the quality of stock mining, allowing them to be divided into balance-sheet (profitable) and off-balance (conditionally profitable).

It should also be noted that with the transition to market economy in the process of economic evaluation of deposits and development projects, another important aspect arises. In search of necessary investments, entrepreneurs are often

forced to turn to banks. The latter, seeking to reduce risks, require the development of special feasibility studies that confirm the effectiveness of investment and obtain profits that guarantee servicing and repayment of loans requested. The existing feasibility studies can not always serve this purpose, and special documents are required.

The exploitation of the deposit usually begins with the most readily available and the best in terms of the quality of its plots, since the entrepreneur is interested in obtaining at the initial stage the maximum profit that is necessary for settlements for the loans received for construction. Therefore, at the initial stage of operation, it may be advisable to increase the requirements for the quality of oil and the technical conditions of mining (conditioning) to identify the most highly profitable, priority for extraction. This increase should not, however, lead to the transformation of the remaining stocks into non-industrial ones. To develop operational conditions, a special feasibility study is prepared. Such feasibility studies can also be developed for individual sections of the field, which differ sharply in geological, technical, technical, economic, technological and other conditions from the average indicators taken to justify exploration conditions, as well as in the case of sharp fluctuations in prices for the produced products, then consumed materials (energy, fuel, etc.).

In the process of field exploitation, basing on the data of operational exploration, the relevant technical and economic calculations systematically refine the condition indicators, ensuring the management of the extraction process in order to achieve maximum economic effect taking into account locally changing geological, technical and other natural, as well as fluctuating external economic factors .

Thus, in principle, technical and economic calculations that characterize the economic value of reserves in the subsoil also have a certain stage, which is linked to the stage nature of the geological study of the subsoil. In the early stages of geological exploration (prospecting), such calculations are of a strictly approximate nature and are based mainly on geological analogies of identified objects with known exploitable deposits. At the stages of evaluation, these calculations take the form of

specially developed technical and economic documents (TED, TES), in which the possible costs and income are estimated in operation, and profitability indicators are calculated to assess the feasibility of investing in the development of the facility and the degree of risk with such an investment. Finally, at the stage of development and further in the design and operation, technical and economic calculations acquire a permanent character and serve not only and not so much to refine the average indicators of profitability as to optimize the economy of the entire development process on the basis of a differentiated approach to the development of individual areas of the field, differing in geological and technological and economic conditions.

Abroad, in developed industrial countries, there are generally accepted concepts of the stages of economic evaluation of locations and mining projects defined by the English-language terms "Pre-Feasibility Study" and "Feasibility Study", the meaning of which can be referred to as "preliminary" (feasibility) of the project "(Pre-Feasibility) and" study (full, detailed) feasibility (feasibility) of the project "development of the deposit.

The terms Pre-Feasibility and Feasibility relate primarily to economic calculations performed on the basis of preliminary exploration (evaluation) and detailed exploration of deposits. For earlier stages, the terms "Geological estimate" or "Back of envelope" are used, and later "Bankable Feasibility" (assessment of feasibility, suitable for the bank, to justify financing), "Construction Phase" (construction stage, design) or "Mining Report" (mining report, project). Such a stage is recommended by the UN for use in developing countries.

It should be noted that in Russia it is currently impossible to talk about the full consistency of the accepted staging of the geological study and the results of the technical and economic assessment, which, in principle, is the basis of the accepted classification of reserves. Thus, for most of the reserve deposits that were being surveyed in the period before the 1990s, the feasibility studies that have been carried out, the current market conditions (and so on), under market conditions, for the most part, are completely inapplicable both in connection with changes in all price indicators, and due to the fact that in the conditions of the planned system, it was not

accepted to take into account the temporary cost of money. Thus, these deposits, remaining in detail geologically studied (explored), as if have an economic assessment of significantly less authenticity (as if a lower stage of technical and economic evaluation).

The more techno-economic calculations are performed at a higher stage, the more reliably the results are obtained, i.e. estimates of real cash flows and profits, but the more expensive are the relevant studies and require a lot of time. The general principle of successive approximations, which is the basis for the stages of geological exploration, is fully applicable to economic calculations that are carried out according to their results.

Technical and economic calculations at higher stages require the involvement of a large team of various specialists: developers, technologists, economists, financiers. The role of the geologist at these stages of calculation is usually minimal. However, preliminary calculations of the early stages of economic evaluation can be carried out and are often carried out by geologist specialists, with minimal involvement of other specialists or fullness on their own. At the same time, of course, different approximate and analog methods are used, which make it possible to reduce computational and engineering workings.

At the same time, the feasibility study at any stage should include obligatory sections highlighting the geological and mineralogical-technological characteristics of the facility, the characteristics of geographic and economic and environmental conditions, contain the elaboration of the issues of the optimal production of the enterprise, the quality of the products produced and the conditions for its implementation , estimates of gross revenue (revenue), estimates of capital and operating costs, and conclude with the calculation of economic performance.

Thus, the economic evaluation of a deposit or project for its development at any stage should include:

- Calculation of the possible income (revenue) from the sale of products in the production volume;

- calculation of the costs that need to be done to organize production and maintain it at the planned level;
- Calculation of profit and various payments from it (calculations on loans, taxes, payments for the implementation of the final environmental restoration measures, etc.);
- calculation of discounted cash flows and generally accepted economic valuation indicators, which characterize the comparative profitability of this project.

1.2 Economic evaluation of deposits and projects

To assess the economic efficiency of the development of the field, the definition of the cash flow is essential-the commensurability of revenues (inflow of funds) and expenditures (outflow of funds). The ratio of inflow and outflow of funds characterizes the profit or loss at each point in time from the beginning of the development of the field to the liquidation of the enterprise.

The main indicators of the economic efficiency of investment projects (and therefore the economic value of deposits as investment objects) in the market are the indicators included in the list of indicators of the "Regulations for drawing up technological documents for the development of oil and oil and gas fields" (RD 153-39-007-96):

- net present value or net present value (NPV);
- profitability index, (profitable index - PI);
- Internal rate of return (IRR)
- The payback period of capital investments (payback period - PP).

1. Net Present Value (NPV)

Net Present Value (Net Present Value, NPV) at this point in time is a recognized indicator of the efficiency of capital investments. NPV is the value acquired by discounting separately for each time interval of the difference of all expenses and incomes that accumulate over the entire period of the investment object's operation at a fixed, pre-established interest rate (discounting):

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Where I - investments in period t ;

CF_t - net financial flow of period t ;

r - discount rate;

n - is the duration of the project.

This method of assessing the effectiveness of net present value is based on the hypothesis that it is possible to find an acceptable discount rate to find the present value of future income. If the net reduced income is above zero, the project can be accepted for execution, if it should be rejected below zero.

2. Payback period (PP)

The payback period (Payback Period, PP), found as the expected number of periods during which the initial investment will be compensated, is calculated in accordance with the formula (2):

$$I = \sum_{t=1}^{PB} CF_t \quad (2)$$

Where I - initial investment;

GF_t - net financial flow of period t ;

PP - payback period.

The advantages of this method should be attributed first of all to the simplicity of calculations. By virtue of this quality, by eliminating more adventurous and risky projects in which the main cash flows are at the end of the period, it is sometimes used as a simple method of assessing the risk of investing.

3. Profitability index (PI)

The Profitability Index (PI) acts as the financial strength of the project. It shows how much money the investor will earn for each invested ruble of investment. The calculation of the profitability index is made by this formula:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

where I_t - investments in period t ;
 GF_t - net cash flow of period t ;
 r - discount rate;
 PI - index of profitability;
 n is the duration of the project.

If the profitability index of the project is higher than one, this means its excess yield at the given discount rate. If the value of this indicator of profitability is less than one, this means inefficiency of the project. Nevertheless, it should be noted that the highest value of the index does not always correspond to the high NPV value and vice versa.

4. Internal rate of return (IRR)

Internal Rate of Return (IRR) is the interest rate at which the net present value (NPV) is zero. Shows what level of profitability the project provides for the selected survey horizon.

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (4)$$

where I_t - investments in period t ;
 GF_t - net cash flow of period t ;
 IRR - Internal rate of profitability;
 n is the duration of the project.

The project will be considered tolerable if the calculated IRR value is not less than the norm of profitability asked by investors. The value of the required rate of profitability is determined by the company's investment policy and the price of its capital.

At the initial stages of the study of the field, it is not possible to determine the amount of revenues, operating costs and capital investments for individual years. Therefore, with the integrated calculation of the amount of revenue and costs are

assumed constant for the entire development time, and the amount of capital investments - constant for the entire construction time.

Exceptions are deposits where the content of the components of interest naturally changes with depth or areas with high content are identified, which will be worked out in the first place. In these cases, the use of averaged income for the whole period may lead to erroneous results.

The index of profitableness (ID or PI) shows, how many times the resulted incomes exceed the resulted capital investments.

Internal rate of return (IRR or IRR) is the value of the interest rate of the project revenue. Obviously, in the case when the discount rate adopted at discounting is equal to the internal rate of return of the project, the net discounted profit (profit) is zero. Therefore, to determine the internal rate of profitability (profitability) of the project, it is necessary to find the amount of the bank rate at which the net present value (profit) is zero. To calculate the value of the internal rate of return (profit), the following method is usually used:

1. Calculate the net discounted income (profit) for several values of the discount rate.
2. The graph of the dependence of the net present value on the discount rate is plotted.
3. Interpolate the graph to the value of IRR (IRR) = 0 and determine the value of the rate corresponding to this value.

It should be taken into account that the IRR dependence on the E rate, strictly speaking, is nonlinear, so for sure interpolation it is necessary to calculate at least three points of the graph. However, in the area of IRR (IRR) ≈ 0 , the form of the graph is often close to linear.

It is obvious that the value of the internal rate of return is simultaneously the limit on the loan, in which the implementation of the project for the entrepreneur loses economic meaning.

The payback period of capital investments (TO or PP) is the time interval from the moment of starting the development of the field, during which the net discounted income becomes equal to the discounted capital investments.

All these indicators can be calculated without taking into account taxes (income), taking into account taxes included in the cost (profit) and taking into account all taxes, including income tax (net free profit). Calculation without taxes allows you to determine, so to speak, the "clean" efficiency of the project and the natural value of the deposit. In addition, based on the results of such calculations, an entrepreneur can seek some kind of tax incentives. Calculation with allowance for taxes allows you to assess the real efficiency of the project on net profit with current taxes.

The system of evaluation indicators also includes:

- Capital investments for development of the deposit;
- operating costs for oil production;
- profit from sales of products;
- State income (taxes and payments to the budget and non-budgetary funds of the Russian Federation).

Capital investments are a combination of the costs of creating new, expanding and reconstructing existing fixed assets. They include the costs of construction of wells (drilling, filling of foundation bases, erection work), construction of facilities and inter-field communications, acquisition of production equipment, environmental protection activities and other (unaccounted) capital expenditures related to the preparation and implementation of the production cycle .

Operating costs reflect the real costs of the enterprise associated with the implementation of production processes in oil production and sales of products. In the composition of operating costs, in addition to current costs associated with the production and sale of oil include depreciation and taxes attributable to the cost of production.

The profit from sales is represented as the total income of the enterprise, reduced by the amount of operating costs and tax deductions.

The State's income under the current taxation system consists of the amount of taxes and deductions to budgetary and extra-budgetary funds of all levels.

The average annual values of income and costs, taken in the calculation of economic indicators in the ways described above, characterize the average level of profitability of the project as a whole for a long period of its implementation. Therefore, such a methodology can be used only for large-scale settlements aimed at preliminary assessing investment objects from the standpoint of the appropriateness of investing funds and rejecting those that are unambiguously considered to be of no interest.

1.3 Financial sustainability assessment of the project

The project is considered sustainable if, under all scenarios, it is effective and financially feasible, and possible adverse effects are eliminated by the measures provided for by the project's organizational and economic mechanism.

When identifying the project instability, it is recommended to make adjustments to the organizational and economic mechanism for its implementation:

- change the size and / or terms of granting loans;
- provide for the creation of the necessary reserves, cash reserves;
- adjust the terms of mutual settlements between the project participants;
- provide insurance for project participants for certain insurance cases.
- Methods for assessing the sustainability of a project under uncertainty:
 - The method of integrated stability assessment;
 - Method of calculation of breakeven limits;
 - method of variation of parameters (sensitivity analysis);
 - a method for assessing the expected effect of the project, taking into account the quantitative characteristics of uncertainty.

1 Enlarged project sustainability assessment

The project is considered as sustainable in general, if it has:

- the positive value of the expected net present value of NPV;
- the value of the internal rate of return is not less than 25-30%;
- the value of the discount rate does not exceed the level for small and medium risks;
- loans are not expected to be made at real rates that exceed the IRR;
- investment return index exceeds 1.2

2 Calculation of breakeven boundaries

This method of management calculations is also called marginal analysis. It was designed by the American engineer Walter Rautenstrah in 1930, as a planning method known as the critical volume schedule.

The degree of sustainability of the project in relation to possible changes in the conditions for its implementation can be characterized by indicators of breakeven limits and project parameter limits. Under the "break-even point" is understood such sales volume, at which the profit becomes zero.

The break-even analysis methodology is based on the study of the relationship between the three groups of the most important economic indicators: costs, volume of production (sales) and profit.

To determine the breakeven level, two methods are used: graphical and analytical.

The graphic method shows horizontally the volume of sales of products as a percentage of the production capacity of the enterprise, or in physical units (if one type of product is produced), or in monetary valuation (if the schedule is built for several types of products), vertically - the cost of sales and profits, which together constitute revenues from sales.

In the analytical method of calculating break-even sales volume and security zone, we use the following notation:

P - unit selling price;

Q - the volume of sales of products in t. units;

AVC - variable costs per unit of output;

FC - fixed costs;

TC - total costs (the sum of the constants and variables);

TR - proceeds from the sale of products;

BEP - the point of breakeven sales of products;

Z - safety zone (breakeven margin);

In the break-even point, equality is observed:

$$TR = TC \text{ or } P \cdot BEP = FC + AVC \cdot BEP \quad (5)$$

Hence the break-even point:

$$BEP = FC / (P - AVC) \quad (6)$$

Then the security zone:

$$Z = (TR - TR_{BEP}) / TR \quad (7)$$

The break-even point does not remain constant. It will change with the following changes:

- if the growth in production or other factors leads to a change in fixed costs;
- when prices change in commodity markets;
- when costs change due to any factors - norms, prices, and others.
- The project is considered sustainable if the breakeven level does not exceed 0.6-0.7 after the development of design capacity.

The lack of sustainability of the project is evidenced by the desire:

- break-even level to 1 (100%);
- design values of the parameters to the breakeven boundary.

Even satisfactory values of the breakeven level do not guarantee the effectiveness of the project.

The considered formula for calculating the breakeven point is suitable for single-product projects. And in the case of multi-product projects, the breakeven point depends on the share of each product in the sales volume.

The calculation procedure is carried out in several stages:

- determine the share of each product in total sales and total gross revenue;
- The level of gross profit in the sales volume is calculated;
- a common break-even point is defined for all products;
- break-even point is distributed among individual products in proportion to the share in total sales.

3 Method of variation of parameters

To take into account risks, the probability of occurrence of which can not be predicted (the situation of complete uncertainty), the method of variation of parameters is applied, otherwise the analysis of the sensitivity of the project. The sensitivity analysis consists in calculating and assessing the impact of changes in the key indicators of the project's economic efficiency with possible deviations of the external and internal conditions of its implementation from those originally planned.

A project can be considered sustainable if the simultaneous impact of two or three variable parameters does not lead to a significant deterioration in its performance (the cash flow balance will be positive). Sensitivity analysis allows you to identify those types of risk (variable parameters) that can have the greatest impact on the project. Ranking of parameters allows to manage investment risks more effectively.

4 Estimating the expected effect of the project

A simplified method of sensitivity analysis can be considered the scenario method (the method of formal description of uncertainty). It consists in determining the indicators of expected efficiency in three scenarios (real, optimistic and pessimistic) and the likelihood of each scenario.

If the probabilities of project implementation scenarios are known exactly, then the expected integral economic effect (NPV) is calculated by the formula of mathematical expectation:

$$E_{ozh} = \sum E_k \cdot P_k \quad (8)$$

where E_{ozh} is the expected NPV;

E_k - integral effect (NPV) for the k-th scenario;

P_k is the probability of realization of the k -th scenario.

In the absence of information on the likelihood of scenarios:

$$E_{ozh} = \lambda \cdot E_{max} + (1 - \lambda) \cdot E_{min} \quad (9)$$

where λ is a special standard to take into account the uncertainty of the effect, reflecting the preferences of the relevant project participant under uncertainty, in practice it is recommended to apply a coefficient of 0.3;

E_{max} , E_{min} - the largest and the smallest NPV for the considered scenarios.

Приложение Б
Затраты на эксплуатацию объектов строительства

Показатель	1	2	3	4	5	6	7
Текущие затраты							
Вспомогательные материалы	106354,50	156137,52	193522,56	234788,40	277612,44	304542,84	329103,60
Энергия	2203,07	3234,27	4008,69	4863,47	4994,54	6308,38	6817,15
ФОТ	46334,53	45082,25	52289,29	63579,01	76651,32	81404,90	87346,85
Отчисления в ФСС	13900,36	13524,68	15686,79	19073,70	22995,40	28491,72	30571,40
Прочие расходы	1379185,98	1834527,03	1935163,48	1875862,02	1837947,55	1776932,18	1728478,96
Итого текущих затрат	1547978,43	2052505,75	2200670,80	2198166,61	2220201,25	2197680,02	2182317,96
Платежи и налоги, включаемые в себестоимость							
Налог на добычу полезных ископаемых	127622,91	196381,62	236218,49	252775,89	237653,12	186760,73	137842,80
Всего затрат	1675601,34	2248887,37	2436889,29	2450942,50	2457854,36	2384440,74	2320160,76
Расходы на страхование	219753,87	281549,48	279383,37	239565,80	199924,35	169669,33	148202,00
Амортизационные отчисления	98828,52	185730	247544	298837	334668	355488	368744
Ликвидационные затраты	-	-	-	-	-	-	-
Всего эксплуатационных расходов	1994183,73	2716166,37	2963816,84	2989344,84	2992447,12	2909598,02	2837106,93
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб.	7703,42	6818,71	6185,64	5830,25	6207,69	7680,59	10147,02

Показатель	8	9	10	11	12	13	14
Текущие затраты							
Вспомогательные материалы	342745,20	362713,68	373788,66	380371,32	381490,62	373244,76	346261,44
Энергия	7099,72	7513,36	7742,76	7879,12	7902,32	7731,51	7172,55
ФОТ	83781,68	86158,46	87941,05	86158,46	82593,29	81999,10	73680,35
Отчисления в ФСС	29323,59	30155,46	30779,37	30155,46	28907,65	28699,68	25788,12
Прочие расходы	1605005,22	1508552,60	1426130,08	1388586,61	1303029,08	1213210,45	1068030,75
Итого текущих затрат	2067955,42	1995093,56	1926381,92	1893150,97	1803922,97	1704885,50	1520933,21
Платежи и налоги, включаемые в себестоимость							
Налог на добычу полезных ископаемых	104824,13	85123,85	71332,17	61112,28	52460,13	45723,29	39452,33
Всего затрат	2172779,54	2080217,41	1997714,09	1954263,25	1856383,10	1750608,78	1560385,53
Расходы на страхование	127007,64	102317,59	82030,18	73577,09	65907,68	51863,22	41763,54
Амортизационные отчисления	372329	365857	358718	351261	331406	284886	244614
Ликвидационные затраты	-	-	-	-	-	-	-
Всего эксплуатационных расходов	2672116,50	2548391,58	2438462,17	2379100,94	2253696,31	2087358,46	1846762,84
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб.	12567,27	14759,17	16853,01	19192,49	21179,37	22506,43	23077,32

Показатель	15	16	17	18	19	20	Итого за рентабельный период (12 лет)	Итого за расчетный период
Текущие затраты								
Вспомогательные материалы	300900,18	268401,42	250511,52	228723,18	201519,36	179554,62	3443171,34	5592287,82
Энергия	6232,93	5559,75	5189,16	4737,83	4174,34	3719,35	70566,85	115084,26
ФОТ	67738,38	64173,21	56448,65	50506,68	48129,90	46347,32	879321,11	1368344,69
Отчисления в ФСС	23708,43	22460,62	19757,03	17677,34	16845,47	16221,56	293565,57	464723,82
Прочие расходы	961444,18	891737,01	781180,13	693205,34	650766,75	619460,29	19599400,80	26478435,69
Итого текущих затрат	1360024,09	1252332,01	1113086,50	994850,37	921435,82	865303,14	24286025,67	34018876,29
Платежи и налоги, включаемые в себестоимость								
Налог на добычу полезных ископаемых	34224,06	29424,71	26244,86	22902,32	20143,98	17895,90	1750108,10	1986119,52
Всего затрат	1394248,15	1281756,71	1139331,35	1017752,68	941579,80	883199,04	26036133,76	36004995,81
Расходы на страхование	34041,29	28335,45	24091,31	20639,62	17452,11	15171,53	1988888,37	2222246,44
Амортизационные отчисления	210289	181942	157570	135663	117043	101122	3669409,23	5102538,62
Ликвидационные затраты	-	1114589,70	947643,90	811870,50	686487,90	596782,20	-	4157374,20
Всего эксплуатационных расходов	1638578,11	2606624,02	2268636,78	1985926,30	1762562,58	1596274,61	31694431,37	47487155,06
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб.	23603,83	43673,02	42615,51	42749,46	43136,63	43974,51		420461,33

Приложение В

Расчет Экономических показателей

Показатель	1	2	3	4	5	6	7
Объем реализации нефти, тыс.т	258,87	398,34	479,15	512,73	482,06	378,83	279,60
Выручка от реализации продукции на внутреннем рынке, тыс. руб.	5 695 140,00	8 763 480,00	10 541 190,00	11 280 060,00	10 605 210,00	8 334 150,00	6 151 200,00
Эксплуатационные затраты всего, тыс. руб.	1 994 183,73	2 716 166,37	2 963 816,84	2 989 344,84	2 992 447,12	2 909 598,02	2 837 106,93
Налог на имущество, тыс. руб.	31 076,65	42 638,09	52 565,31	60 609,36	67 139,29	71 604,91	74 327,49
Прибыль от реализации, тыс. руб.	3 669 879,62	6 004 675,54	7 524 807,85	8 230 105,80	7 545 623,59	5 352 947,07	3 239 765,58
Налог на прибыль, тыс. руб.	733 975,92	1 200 935,11	1 504 961,57	1 646 021,16	1 509 124,72	1 070 589,41	647 953,12
Чистая Прибыль, тыс. руб.	2 935 903,69	4 803 740,43	6 019 846,28	6 584 084,64	6 036 498,87	4 282 357,66	2 591 812,46
Амортизационные отчисления	98 828,52	185 729,52	247 544,18	298 836,54	334 668,42	355 487,95	368 744,18
Поступление финансов	3 034 732,21	4 989 469,95	6 267 390,46	6 882 921,18	6 371 167,29	4 637 845,61	2 960 556,64
Капитальные вложения без НДС	658 856,78	678 168,52	597 827,29	589 493,22	537 715,72	473 465,30	443 862,80
Чистый денежный поток	2 375 875,43	4 311 301,43	5 669 563,18	6 293 427,96	5 833 451,57	4 164 380,31	2 516 693,84
Дисконтированный поток наличности							
10%	2 159 886,75	3 563 059,04	4 259 626,73	4 298 495,98	3 622 114,46	2 350 684,12	1 291 461,88
15%	2 065 978,64	3 259 963,28	3 727 829,82	3 598 287,86	2 900 256,41	1 800 376,53	946 118,43
20%	1 979 896,19	2 993 959,33	3 280 997,21	3 035 025,06	2 344 333,35	1 394 642,54	702 363,06
Накопленный поток наличности							
Ставка дисконта 0%	2 375 875,43	6 687 176,86	12 356 740,04	18 650 168,00	24 483 619,56	28 647 999,87	31 164 693,71
Ставка дисконта 10%	2 159 886,75	5 722 945,79	9 982 572,52	14 281 068,49	17 903 182,96	20 253 867,08	21 545 328,95
Ставка дисконта 15%	2 065 978,64	5 325 941,91	9 053 771,73	12 652 059,59	15 552 316,00	17 352 692,52	18 298 810,96
Ставка дисконта 20%	1 979 896,19	4 973 855,52	8 254 852,73	11 289 877,79	13 634 211,14	15 028 853,68	15 731 216,74

Показатель	8	9	10	11	12	13	14
Объем реализации нефти, тыс.т	212,63	172,67	144,69	123,96	106,41	92,75	80,03
Выручка от реализации продукции на внутреннем рынке, тыс. руб.	4 677 750,00	3 798 630,00	3 183 180,00	2 727 120,00	2 341 020,00	2 040 390,00	1 760 550,00
Эксплуатационные затраты всего, тыс. руб.	2 672 116,50	2 548 391,58	2 438 462,17	2 379 100,94	2 253 696,31	2 087 358,46	1 846 762,84
Налог на имущество, тыс. руб.	75 514,76	74 866,25	72 894,98	70 232,06	66 477,89	60 359,51	52 567,60
Прибыль от реализации, тыс. руб.	1 930 118,74	1 175 372,18	671 822,85	277 786,99	20 845,80	- 107 327,97	- 138 780,44
Налог на прибыль, тыс. руб.	386 023,75	235 074,44	134 364,57	55 557,40	4 169,16	-	-
Чистая Прибыль, тыс. руб.	1 544 094,99	940 297,74	537 458,28	222 229,59	16 676,64	- 107 327,97	- 138 780,44
Амортизационныеотчисления	372 329,32	365 856,58	358 717,91	351 260,60	331 405,53	284 886,46	244 613,77
Поступление финансов	1 916 424,31	1 306 154,33	896 176,19	573 490,19	348 082,17	177 558,49	105 833,33
Капитальные вложения без НДС	392 645,13	329 177,75	318 265,42	309 002,50	218 893,47	21 278,39	16 401,86
Чистый денежный поток	1 523 779,19	976 976,57	577 910,76	264 487,69	129 188,69	156 280,10	89 431,47
Дисконтированный поток наличности							
10%	710 854,24	414 333,44	222 809,62	92 701,32	41 163,50	45 268,78	23 550,10
15%	498 126,12	277 717,72	142 850,70	56 849,84	24 146,29	25 399,89	12 639,23
20%	354 382,34	189 344,60	93 335,81	35 596,87	14 489,37	14 606,54	6 965,51
Накопленный поток наличности							
Ставка дисконта 0%	32 688 472,90	33 665 449,47	34 243 360,23	34 507 847,93	34 637 036,62	34 793 316,72	34 882 748,19
Ставка дисконта 10%	22 256 183,19	22 670 516,63	22 893 326,24	22 986 027,57	23 027 191,07	23 072 459,84	23 096 009,94
Ставка дисконта 15%	18 796 937,08	19 074 654,79	19 217 505,49	19 274 355,33	19 298 501,62	19 323 901,51	19 336 540,74
Ставка дисконта 20%	16 085 599,08	16 274 943,68	16 368 279,50	16 403 876,36	16 418 365,73	16 432 972,28	16 439 937,79

Показатель	15	16	17	18	19	20	рентабельный период	расчетный период
Объем реализации нефти, тыс.т	69,42	59,69	53,24	46,46	40,86	36,30	3 549,92	4 028,64
Выручка от реализации продукции на внутреннем рынке, тыс. руб.	1 527 240,00	1 313 070,00	1 171 170,00	1 022 010,00	898 920,00	798 600,00	78 098 130,00	88 630 080,00
Эксплуатационные затраты всего, тыс. руб.	1 638 578,11	2 606 624,02	2 268 636,78	1 985 926,30	1 762 562,58	1 596 274,61	31 694 431,37	47 487 155,06
Налог на имущество, тыс. руб.	44 689,45	37 082,58	30 223,01	24 192,24	18 961,98	14 561,03	759 947,03	1 042 584,43
Прибыль от реализации, тыс. руб.	- 156 027,56	- 1 330 636,60	- 1 127 689,80	- 988 108,54	- 882 604,56	- 812 235,63	45 643 751,61	40 100 340,51
Налог на прибыль, тыс. руб.	-	-	-	-	-	-	9 128 750,32	9 128 750,32
Чистая Прибыль, тыс. руб.	- 156 027,56	- 1 330 636,60	- 1 127 689,80	- 988 108,54	- 882 604,56	- 812 235,63	36 515 001,28	30 971 590,19
Амортизационные отчисления	210 288,67	181 942,16	157 570,23	135 663,50	117 042,77	101 121,84	3 669 409,23	5 102 538,62
Поступление финансов	54 261,10	- 1 148 694,44	- 970 119,57	- 852 445,04	- 765 561,79	- 711 113,80	40 184 410,52	36 074 128,81
Капитальные вложения без НДС	15 779,75	21 311,95	19 462,63	11 525,34	11 525,34	10 903,22	5 547 373,90	5 675 562,37
Чистый денежный поток	38 481,36	- 1 170 006,39	- 989 582,19	- 863 970,38	- 777 087,13	- 722 017,02	34 637 036,62	30 398 566,44
Дисконтированный поток наличности							-	-
10%	9 212,13	- 254 627,48	- 195 783,56	- 155 392,67	- 127 059,96	- 107 323,23	23 027 191,07	22 265 035,18
15%	4 729,15	- 125 032,46	- 91 957,80	- 69 813,23	- 54 602,28	- 44 115,44	19 298 501,62	18 955 748,67
20%	2 497,65	- 63 283,18	- 44 603,68	- 32 451,62	- 24 323,50	- 18 833,13	16 418 365,73	16 258 940,33
Накопленный поток наличности							-	-
Ставка дисконта 0%	34 921 229,55	33 751 223,16	32 761 640,96	31 897 670,58	31 120 583,45	30 398 566,44	294 108 440,63	
Ставка дисконта 10%	23 105 222,08	22 850 594,60	22 654 811,03	22 499 418,37	22 372 358,41	22 265 035,18	205 682 097,25	387 598 006,71
Ставка дисконта 15%	19 341 269,88	19 216 237,42	19 124 279,62	19 054 466,39	18 999 864,11	18 955 748,67	175 963 525,66	329 315 834,00
Ставка дисконта 20%	16 442 435,44	16 379 152,26	16 334 548,58	16 302 096,96	16 277 773,46	16 258 940,33	152 443 828,14	283 311 685,22

Приложение Г

Доход государства

Показатель	1	2	3	4	5	6	7
Налог на добавленную стоимость	1 025 125,20	1 577 426,40	1 897 414,20	2 030 410,80	1 908 937,80	1 500 147,00	1 107 216,00
Отчисления на социальное страхование	13 900,36	13 524,68	15 686,79	19 073,70	22 995,40	28 491,72	30 571,40
Налог на добычу полезных ископаемых	127 622,91	196 381,62	236 218,49	252 775,89	237 653,12	186 760,73	137 842,80
Налог на имущество	31 076,65	42 638,09	52 565,31	60 609,36	67 139,29	71 604,91	74 327,49
Налог на прибыль	733 975,92	1 200 935,11	1 504 961,57	1 646 021,16	1 509 124,72	1 070 589,41	647 953,12
Итого	1 931 701,04	3 030 905,90	3 706 846,35	4 008 890,92	3 745 850,32	2 857 593,76	1 997 910,80

Показатель	8	9	10	11	12	13	14
Налог на добавленную стоимость	841 995,00	683 753,40	572 972,40	490 881,60	421 383,60	367 270,20	316 899,00
Отчисления на социальное страхование	29 323,59	30 155,46	30 779,37	30 155,46	28 907,65	28 699,68	25 788,12
Налог на добычу полезных ископаемых	104 824,13	85 123,85	71 332,17	61 112,28	52 460,13	45 723,29	39 452,33
Налог на имущество	75 514,76	74 866,25	72 894,98	70 232,06	66 477,89	60 359,51	52 567,60
Налог на прибыль	386 023,75	235 074,44	134 364,57	55 557,40	4 169,16	-	-
Итого	1 437 681,22	1 108 973,39	882 343,49	707 938,80	573 398,43	502 052,68	434 707,04

Показатель	15	16	17	18	19	20	Итого за рентабельный период	Итого за расчетный период
Налог на добавленную стоимость	274 903,20	236 352,60	210 810,60	183 961,80	161 805,60	143 748,00	14 057 663,40	15 953 414,40
Отчисления на социальное страхование	23 708,43	22 460,62	19 757,03	17 677,34	16 845,47	16 221,56	293 565,57	464 723,82
Налог на добычу полезных ископаемых	34 224,06	29 424,71	26 244,86	22 902,32	20 143,98	17 895,90	1 750 108,10	1 986 119,52
Налог на имущество	44 689,45	37 082,58	30 223,01	24 192,24	18 961,98	14 561,03	759 947,03	1 042 584,43
Налог на прибыль	-	-	-	-	-	-	9 128 750,32	9 128 750,32
Итого	377 525,14	325 320,51	287 035,49	248 733,69	217 757,03	192 426,49	25 990 034,41	28 575 592,49

